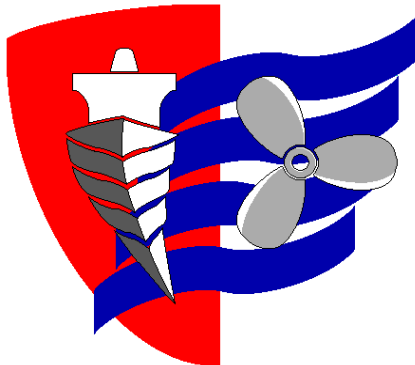


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



*Trabajo Fin de Grado*

**ESTUDIO TÉCNICO DEL CONTROL DE  
EMISIONES DE ÓXIDOS DE NITRÓGENO,  
EN UNA TURBINA DE GAS, MEDIANTE  
INYECCIÓN DE AGUA**

**(Technical study of the control of nitrogen  
oxides emissions, in a gas turbine,  
by water injection)**

Para acceder al Título de Grado en

**INGENIERÍA MARINA**

Autor: Alejandro Soria Durán

Director: Antonio Vega Omaña

Octubre - 2019

## ÍNDICE

<b>RESUMEN:</b>	<b>1</b>
<b>PALABRAS CLAVE:</b>	<b>1</b>
<b>ABSTRACT:</b>	<b>2</b>
<b>KEYWORDS:</b>	<b>2</b>
<b>DEFINICIONES Y ABREVIATURAS</b>	<b>3</b>
<b>1. OBJETO</b>	<b>5</b>
<b>2. ALCANCE</b>	<b>5</b>
<b>3. ANTECEDENTES</b>	<b>6</b>
<b>4. NORMAS Y REFERENCIAS</b>	<b>10</b>
4.1. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS	10
<b>5. REQUISITOS DE DISEÑO</b>	<b>11</b>
5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA TURBINA DE GAS	11
5.1.1. COMPONENTES PRINCIPALES DE LA TURBINA DE GAS	15
5.1.2. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES	22
5.1.2.1. PALETAS DE GUÍA DE ENTRADA VARIABLE	22
5.1.2.2. COMPRESOR DE BAJA PRESIÓN	24
5.1.2.3. BASTIDOR FRONTAL Y COLECTOR DE AIRE	25
5.1.2.4. COMPRESOR DE ALTA PRESIÓN	27
5.1.2.5. BASTIDOR TRASERO DEL COMPRESOR	28
5.1.2.6. SISTEMA DE COMBUSTIÓN	29
5.1.2.7. TURBINA DE ALTA PRESIÓN	31
5.1.2.8. TURBINA DE BAJA PRESIÓN	33
5.1.2.9. BASTIDOR TRASERO DE LA TURBINA	36
5.1.2.10. CONJUNTO DE CAJA DE CAMBIOS Y ACCESORIOS	36
5.1.2.11. RODAMIENTOS	37
5.1.2.12. SISTEMA DE PISTÓN DE EQUILIBRIO DEL ROTOR DE BAJA PRESIÓN	38
5.1.3. DESCRIPCIÓN DEL CONJUNTO DE LA TURBINA DE GAS	40
5.1.4. ANÁLISIS DEL GAS COMBUSTIBLE E INSTALACIÓN DEL EQUIPO	41
5.1.5. FLUJO DEL AIRE DE LA MÁQUINA	43
5.2. EQUIPO ESTÁNDAR Y OPCIONAL	44
5.3. INSTRUMENTACIÓN ESTÁNDAR Y OPCIONAL	45
<b>6. METODOLOGÍA</b>	<b>48</b>
6.1. CARACTERÍSTICAS DE LAS EMISIONES DE LOS SISTEMAS DE COMBUSTIÓN CONVENCIONALES	48
6.1.1. ÓXIDO DE NITRÓGENO	50
6.1.2. MONÓXIDO DE CARBONO	55
6.1.3. HIDROCARBUROS NO QUEMADOS	56
6.1.4. ÓXIDOS DE AZUFRE	57
6.1.5. PARTÍCULAS Y HUMO	58
6.2. OTRAS INFLUENCIAS DE NO <sub>x</sub>	59
6.3. HARDWARE DE INYECCIÓN DE AGUA/VAPOR	63
6.4. EFECTOS DE RENDIMIENTO	69

<b>7. TÉCNICAS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES</b>	<b>71</b>
7.1. REDUCCIÓN DE LOS ÓXIDOS DE NITRÓGENO	71
7.1.1. CAMISAS DE COMBUSTIÓN CON FINAL DE CABEZA INCLINADA (LHE)	73
7.1.2. INYECCIÓN DE AGUA / VAPOR	76
7.1.2.1. ACTIVIDAD DE PRESIÓN DINÁMICA DENTRO DEL COMBUSTOR.	78
7.1.2.2. EMISIONES DE MONÓXIDO DE CARBONO.	79
7.1.2.3. ESTABILIDAD DE COMBUSTIÓN.	81
7.1.2.4. APAGADO.	81
7.1.3. CONTROL DE MONÓXIDO DE CARBONO	82
7.1.4. CONTROL DE HIDROCARBUROS NO QUEMADOS	82
7.1.5. REDUCCIÓN DE PARTÍCULAS Y HUMO	82
<b>8. DESARROLLO DEL METODO</b>	<b>83</b>
8.1. INYECCIÓN DE AGUA	83
8.1.1. INSTALACIÓN DE PATINES DE INYECCIÓN DE AGUA	83
8.1.2. OPERACIÓN CON GAS COMBUSTIBLE	84
8.1.3. COMBUSTOR	85
8.1.4. MIGRACIONES MKVIE	85
8.1.5. CÁLCULOS DE RENDIMIENTO	90
8.1.6. ALCANCE DEL SUMINISTRO	91
8.1.7. SUPUESTOS TÉCNICOS Y EXCLUSIONES	93
8.2. PRUEBAS DE RENDIMIENTO DE LA TURBINA DE GAS LM6000 PF	97
8.2.1. FASES DE LAS PRUEBAS	97
8.2.2. PREPARACIÓN DE LA PRUEBA	98
8.2.3. EJECUCIÓN DE PRUEBAS	105
8.2.4. PREPARACIÓN DE DATOS	107
8.3. ANÁLISIS DE LOS DATOS DE FUNCIONAMIENTO	108
8.4. INSTALACIÓN Y DESMONTAJE	133
8.4.1. MÉTODOS DE INSTALACIÓN / DESMONTAJE	133
8.4.2. TAMAÑO / PESO	133
8.4.3. ACCESORIOS DE MONTAJE DE LA TURBINA	136
8.4.4. EJES DE SALIDA DE POTENCIA DEL MOTOR	137
8.4.5. INTERFACES DE BRIDA	138
8.5. INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA	138
8.5.1. INSPECCIONES PREVIAS AL ARRANQUE	139
8.5.2. CHECKOUT OPERACIONAL	142
8.5.3. PRUEBA DE VERIFICACIÓN	144
<b>9. CONCLUSIONES</b>	<b>145</b>
<b>10. BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>147</b>

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Instrumentación estándar: [Fuente: Manual General Electric]	47
Tabla 2: Instrumentación opcional.: [Fuente: Manual General Electric]	47
Tabla 3. Emisiones de gases de escape de las turbinas que queman combustibles convencionales.: [Fuente: Manual General Electric]	49
Tabla 4. Emisiones de NOx térmicas relativas. [Fuente: Manual General Electric]	52
Tabla 5: Requisitos de calidad de inyección de agua o vapor. [Fuente: Manual General Electric]	69
Tabla 6: Técnicas de control de emisiones. [Fuente: Manual General Electric]	71
Tabla 7: Descripción de la documentación. [Fuente: Manual General Electric]	88
Tabla 8: Programación. [Fuente: Manual General Electric]	89
Tabla 9: LM6000-PC, Información de clasificación básica para combustible de gas con SPRINT (50Hz). [Fuente: Manual General Electric]	90
Tabla 10: Migración MkVle: [Fuente: Manual General Electric]	92
Tabla 11: Alcance de responsabilidad. [Fuente: Manual General Electric]	96
Tabla 12: Exactitud de los instrumentos requeridos. [Fuente: Manual General Electric]	99
Tabla 13: Componentes del kit de prueba de rendimiento de servicio de campo de GE. [Fuente: Manual General Electric]	100
Tabla 14: Resumen de la conservación de la turbina. [Fuente: Manual General Electric]	134
Tabla 15: LM6000 PF y peso de componente principal y centro de gravedad. [Fuente: Manual General Electric]	135

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Aeolipilo de Herón. [Fuente: <a href="http://www.revistadyna.com">www.revistadyna.com</a> ]	6
Figura 2: Turbina de gas según la patente de Barber (1791): [Fuente: Apuntes turbinas de gas]	7
Figura 3: Turbina de gas, GE: [Fuente: <a href="http://www.ge.com">www.ge.com</a> ]	8
Figura 4-1: Identificación de la sección de la turbina de gas LM6000 PF (Hoja 1 de 2): [Fuente: Manual General Electric]	13
Figura 4-2: Identificación de la sección de la turbina de gas LM6000 PF (Hoja 2 de 2): [Fuente: Manual General Electric]	14
Figura 5-1. Sección transversal del flujo de aire de la turbina de gas LM6000 PF (hoja 1 de 2): [Fuente: Manual General Electric]	17
Figura 5-1: Sección transversal del flujo de aire de la turbina de gas LM6000 PF (hoja 2 de 2): [Fuente: Manual General Electric]	18
Figura 5-2: Componentes principales de la turbina de gas LM6000 PF (Hoja 1 de 3): [Fuente: Manual General Electric]	19
Figura 5-2: Componentes principales de la turbina de gas LM6000 PF (Hoja 2 de 3): [Fuente: Manual General Electric]	20

Figura 5-2: Componentes principales de la turbina de gas LM6000 PF (Hoja 3 de 3): [Fuente: Manual General Electric]	21
Figura 6-1: Componentes principales de la turbina de gas LM6000 PF: [Fuente: Manual General Electric]	22
Figura 6: Paletas de guía de entrada variable: [Fuente: Manual General Electric]	23
Figura 7: Compresor baja presión: [Fuente: Manual General Electric]	25
Figura 8: Colector de aire: [Fuente: Manual General Electric]	26
Figura 9: Compresor de alta presión: [Fuente: Manual General Electric]	28
Figura 10: Combustor: [Fuente: Manual General Electric]	30
Figura 11: Turbina de alta presión: [Fuente: Manual General Electric]	32
Figura 12: Turbina de baja presión: [Fuente: Manual General Electric]	35
Figura 13: Caja de cambios: [Fuente: Manual General Electric]	37
Figura 14: Áreas de colectores y ubicaciones de rodamientos. [Fuente: Manual de General Electric]	39
Figura 15: Instalación de equipos de análisis de gas: [Fuente: Manual General Electric]	43
Figura 16: Emisiones de NO <sub>x</sub> MS7001EA. [Fuente: Manual General Electric]	53
Figura 17: Emisiones de NO <sub>x</sub> MS6001B. [Fuente: Manual General Electric]	53
Figura 18: Emisiones de NO <sub>x</sub> A / T de MS5001P. [Fuente: Manual General Electric]	54
Figura 19: Emisiones de NO <sub>x</sub> MS5001R A / T. [Fuente: Manual General Electric]	54
Figura 20: Emisiones de CO para MS7001EA. [Fuente: Manual General Electric]	55
Figura 21: Emisiones UHC para MS7001EA. [Fuente: Manual General Electric]	56
Figura 22: Emisiones calculadas de óxidos de azufre. [Fuente: Manual General Electric]	58
Figura 23: Efecto de la presión ambiental en los marcos NO <sub>x</sub> 16, 17, 18 y 19. [Fuente: Manual General Electric]	60
Figura 24: Efecto de la temperatura ambiente en los marcos NO <sub>x</sub> 16, 17, 18 y 19 0% de humedad relativa. [Fuente: Manual General Electric].	61
Figura 25: Efecto de la humedad relativa en los marcos NO <sub>x</sub> 16, 17, 18 y 19. [Fuente: Manual General Electric]	62
Figura 26: Tubería esquemática - sistema de inyección de agua. [Fuente: Manual General Electric]	64
Figura 27: Conjunto de boquilla de combustible de inyección de agua. [Fuente: Manual General Electric]	65
Figura 28: Conjunto de boquilla de combustible de carga de recámara. [Fuente: Manual General Electric]	65
Figura 29: Tubería esquemática - sistema de inyección de vapor. [Fuente: Manual General Electric]	67
Figura 30: Cubierta de combustión - inyección de vapor. [Fuente: Manual General Electric]	68
Figura 31: Efectos de rendimiento vs. inyección de diluyente. [Fuente: Manual	

General Electric]	70
Figura 32: Tasa de producción de NOx.: [Fuente: Manual General Electric]	72
Figura 33: Revestimiento de combustión estándar de ciclo simple MS5002. [Fuente: Manual General Electric]	73
Figura 34: Revestimientos de combustión en el extremo de la cabeza inclinada con bajo nivel de NOx. [Fuente: Manual General Electric]	74
Figura 35: Datos de prueba de campo: ciclo simple MS5002 NOx. [Fuente: Manual General Electric]	75
Figura 36: Datos de la prueba de campo: ciclo simple MS5002 CO. [Fuente: Manual General Electric]	75
Figura 37: Datos de prueba de campo: MS3002J de ciclo simple con inyección de vapor para aumento de potencia. [Fuente: Manual General Electric]	76
Figura 38: MS7001E Reducción de NOx con inyección de agua. [Fuente: Manual General Electric]	77
Figura 39: Actividad de presión dinámica del combustor MS7001E. [Fuente: Manual General Electric]	79
Figura 40: Efecto de la inyección de agua vs. monóxido de carbono - MS7001B. [Fuente: Manual General Electric]	80
Figura 41: Emisiones de CO para MS7001EA. [Fuente: Manual General Electric]	80
Figura 42: Emisiones UHC para MS7001EA. [Fuente: Manual General Electric]	81
Figura 43: Sistema esquemático de gas combustible simplificado con inyección de agua. [Fuente: Manual General Electric]	84
Figura 44: Componentes de hardware típicos en los sistemas de control Mark V LM y Mark VIe. [Fuente: Manual General Electric]	86
Figura 45: Cuadro de Mark V LM modificado (típico). [Fuente: Manual General Electric]	87
Figura 46: Totalizador de flujo de gas combustible típico. [Fuente: Manual General Electric]	101
Figura 47: Medidor de megavatios típico. [Fuente: Manual General Electric]	102
Figura 48: Medidor de exportación de energía fiscal del cliente típico. [Fuente: Manual General Electric]	103
Figura 49: Perdidas de entrada en la turbina. [Fuente: Manual General Electric]	104
Figura 50: Diagrama de montaje delantero de la turbina. [Fuente: Manual General Electric]	136
Figura 51: Diagrama de montaje trasero de la turbina. [Fuente: Manual General Electric]	137



## **RESUMEN:**

El motivo de este trabajo fin de grado es la obtención al título de graduado en Ingeniería Marina, por la Universidad de Cantabria.

El presente proyecto es la realización de un estudio técnico del control de las emisiones de óxidos de nitrógeno, en una turbina de gas mediante la inyección de agua en la cámara de combustión.

Para poder realizar este estudio, haremos una descripción de la turbina de gas LM 6000 PF de la casa General Electric. Una vez presentada la turbina y sus componentes, veremos cuales son los contaminantes producidos en la combustión y cuáles son los métodos que podemos emplear para controlar estos contaminantes.

Uno de esos métodos es el de la inyección de agua, el cual explicaremos y comprobaremos que es un método excelente para el control de los óxidos de nitrógeno, además de otros contaminantes.

Se realizará una comparativa entre la turbina antes y después de la implementación del método de inyección de agua y además comparándolo con una turbina gemela, pero con el método de bajas emisiones en seco.

Por último, se incluyen una serie de procedimientos de instalación, desmontaje y puesta en marcha de la turbina de gas.

La turbina de gas cumple con las Reglamentaciones internacionales ASME PTC y del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, así como el BOC.

## **PALABRAS CLAVE:**

Turbina de gas, NOx, inyección de agua, control de emisiones.



## **ABSTRACT:**

The reason for this final degree project is the aspiration to graduate degree in Marine Engineering, by the University of Cantabria.

The present project is the realization of a technical study of the control of nitrogen oxides emissions in a gas turbine by injecting water into the combustion chamber.

In order to carry out this study, we will make a description of the LM 6000 PF gas turbine of the General Electric. Once the turbine and its components are presented, we will see what the pollutants are produced in the combustion of this and what are the methods we can use to control these pollutants.

One of these methods is that of water injection, which we will explain and verify that it is an excellent method for the control of nitrogen oxides, in addition to other contaminants.

A comparison will be made between the turbine before and after the implementation of the water injection method and comparing it with a twin turbine, but with the low dry emission method.

Finally, a series of procedures for installation, disassembly and commissioning of the gas turbine are included.

The gas turbine complies with the international regulations ASME PTC and the Ministry of Agriculture, Food and Environment.

## **KEYWORDS:**

Gas turbine, NOx, water injection, emission control.





## DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

AGB: Accesorios de caja de cambios  
ALF: Mirando hacia adelante  
BOP: Balance de Planta  
Btu: Unidad térmica británica  
CA: Corriente alterna  
CC: Corriente continua  
CDP: Presión de descarga del compresor  
CIT: Temperatura de entrada del compresor  
CPM: Gerente de contratación  
CRF: Bastidor trasero del compresor  
FBN: Nitrógeno unido al combustible  
FOD: Daño de objetos extraños  
GCP: Panel de control del generador  
GE: General Electric  
HHV: Alto valor calorífico  
HMI: Interfaz hombre-maquina  
HPC: Compresor de alta presión  
HPCR: Rotor del compresor de alta presión  
HPT: Turbina de alta presión  
HPTR: Rotor de la turbina de alta presión  
Hz: Hercios  
ID: Diámetro interior  
LHV: Bajo valor calorífico  
LPC: Compresor de baja presión  
LPCR: Rotor del compresor de baja presión  
LPT: Turbina de baja presión  
LPTR: Rotor de la turbina de baja presión  
LVDT: Diferencial línea-variable  
MW: Megavatio  
NOx: Óxidos de nitrógeno  
OEM: Fabricante de equipo original



Ppm: Partes por millón

Ps25: Compresor de alta presión, de presión estática de entrada

Ps3: Compresor de alta presión, de presión estática de descarga

P2: Compresor de baja presión, de presión total de entrada

P25: Compresor de alta presión, de presión total de entrada

P48: Turbina de baja presión, de presión total de entrada

RTD: Detector de temperatura de resistencia

SG: Gravedad específica

TBD: Determinado

TGB: Caja de cambios

TRF: Bastidor trasero de la turbina

TSHSR: Tiempo desde la reparación de la sección caliente

TSN: Tiempo desde Nuevo

TSM: Gerente Transaccional

TSMOH: Tiempo desde la revisión importante

T2: Compresor de baja presión, temperatura total de entrada

T25: Compresor de alta presión, temperatura de entrada

T3: Compresor de alta presión, temperatura de descarga

T48: Turbina de baja presión, temperatura de entrada

UHC: Hidrocarburos no quemados

UVFD: Detectores de llama ultravioleta

VBV: Válvula de bypass variable

VG: Geometría variable

VIGV: Paleta guía de entrada variable

VSV: Paletas de estator variables

WF36DMD: Demanda total de flujo de combustible

XNSD: Velocidad de la turbina de baja presión

XN25: Velocidad del rotor de alta presión-física



## 1. OBJETO

El objeto de este trabajo de fin de grado es realizar un estudio técnico comparativo, referido a una turbina de gas, entre las distintas soluciones posibles para controlar las emisiones de óxidos de nitrógeno y otros contaminantes, mediante la inyección de agua en la cámara de combustión de la turbina.

El estudio técnico lo realizaremos sobre una turbina de gas LM6000 PF de la casa General Electric.

Se realizará una comparativa, antes y después de la implementación del sistema de inyección de agua, con lo que veremos la eficacia resultante de este método además de los beneficios que aporta a la turbina y al medio ambiente.

En todo momento tendremos en cuenta la normativa vigente sobre las emisiones contaminantes máximas permitidas.

## 2. ALCANCE

En cuanto al alcance de este proyecto, se realizará una descripción general de la turbina de gas, sus componentes principales y sus características de diseño.

Trataremos las diferentes técnicas de reducción de emisiones y veremos porque la mejor elección es la inyección de agua, ya que además de reducir las emisiones a los parámetros exigidos, supone un aumento del rendimiento de la turbina lo cual implica un beneficio tanto ambiental como económico. Atenderemos a las diferentes configuraciones de los modelos disponibles y se proporcionaran listas de equipos estándar y opcionales.

En cuanto a las pruebas realizadas para comprobar el rendimiento de la turbina, haremos un estudio en el cual podremos ver cuáles son los niveles de los contaminantes producidos y cuál es la potencia generada, el consumo de gas y la energía térmica de la turbina.

También se incluyen una serie de instrucciones de instalación, montaje y puesta en marcha de la instalación.

Por último, realizaremos una serie de conclusiones referentes al porqué de la elección de este meto para controlar las emisiones de NOx.

### 3. ANTECEDENTES

La primera turbina que se conoce históricamente data del año 120 a.C. y corresponde a un aparato descrito por Herón de Alejandría llamado Aeolipilo. Este aparato, junto con las Eolípilas, empleadas con fines litúrgicos y adivinatorios por los sacerdotes del antiguo Egipto, estaría clasificada hoy, como una turbina de reacción pura. En cuanto se comprobó que la energía contenida en los gases de la combustión podía servir para la producción de fuerza motriz, fue planteado el problema de utilizar directamente esta energía para producir un movimiento de rotación sobre una rueda de alabes. El motivo de estas tendencias era el de poder reemplazar a las complicadas instalaciones de fuerza motriz a base de vapor, con caldera, máquina y condensador; por otra disposición más sencilla, así como por la preocupación que ya tuvo Watt de suprimir el mecanismo de biela-manivela, considerado entonces como un sistema mecánico defectuoso.

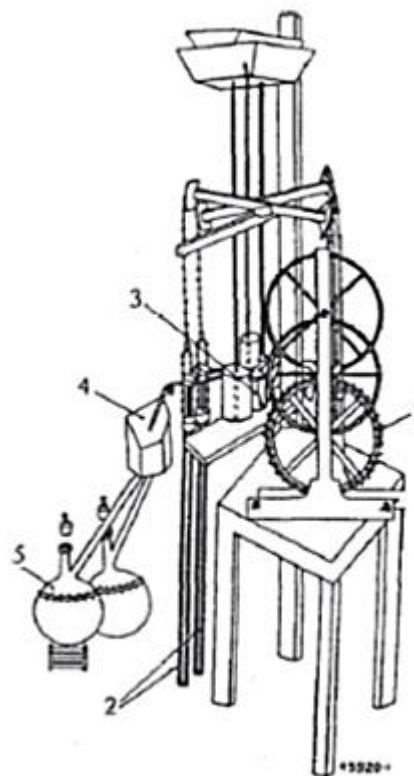


*Figura 1: Aeolipilo de Herón. [Fuente: [www.revistadyna.com](http://www.revistadyna.com)]*

La primera patente de la que se tiene noticia relativa a una turbina de combustión interna fue concedida a John Barber en 1791. Esta máquina, que según parece, no llegó a construirse, está representada en la Figura 2.

Su funcionamiento es muy sencillo; el gas combustible previamente comprimido, se mezcla en una cámara con aire, también a presión y algo de agua; una vez inflamada la mezcla, el chorro de gases producido actúa sobre una rueda provista de paletas. Vemos que constaba esencialmente de los elementos que actualmente conforman una turbina de combustión interna: 1-Turbina, 2-Compresores de aire y gas, 3-Cámara de combustión., 4-Deposito de mezcla y 5-Generadores de gas.

Esta idea original cayó rápidamente en el olvido, y la problemática de la máquina de combustión interna fue resuelta desde el punto de vista del motor alternativo.

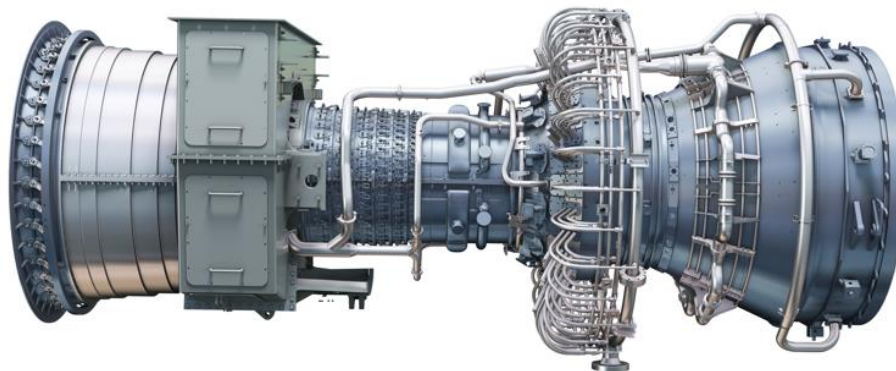


*Figura 2: Turbina de gas según la patente de Barber (1791): [Fuente: Apuntes turbinas de gas]*

Años más tarde se desarrolló la primera turbina de gas realmente funcional, obra de J.F. Stolze en 1872, gracias a una patente de Fernelhous. La turbina se construyó entre 1900 y 1904 y contaba con los siguientes elementos: Un compresor axial multietapa, un intercambiador de calor que empleaba los gases de combustión de la turbina para aumentar la temperatura del aire a la entrada de la cámara de combustión, y una turbina de expansión multietapa.

Pero debido a problemas de juventud de la turbina, el rendimiento obtenido era muy bajo, sobre todo por problemas en la compresión y en la temperatura que se alcanzaba que era muy baja.

Hubo que esperar hasta 1926, cuando aparecen los turbocompresores axiales, cuyo rendimiento era el suficiente para poder obtener un rendimiento decente. A partir de entonces se fue mejorando en todos los campos de las turbinas de gas hasta llegar a lo que conocemos hoy en día.



*Figura 3: Turbina de gas, GE: [Fuente: [www.ge.com](http://www.ge.com)]*

A principios de la década de 1970, cuando se introdujeron originalmente los controles de emisión, se regulaba principalmente el NO<sub>x</sub> en las emisiones de las turbinas de gas. Para los niveles relativamente bajos de reducción de NO<sub>x</sub> requeridos en la década de 1970, se encontró que la inyección de agua o vapor en la zona de combustión produciría la reducción deseada del nivel de NO<sub>x</sub> con un impacto perjudicial mínimo para el rendimiento del ciclo de la turbina de gas o de la vida útil de las piezas. Además, al reducir la cantidad de NO<sub>x</sub>, las otras emisiones de escape en general no se vieron afectadas



negativamente. Por lo tanto, General Electric ha suministrado sistemas de inyección de agua y vapor de NOx para esta aplicación desde 1973.

Con los mayores requisitos de reducción de NOx impuestos durante la década de 1980, las reducciones adicionales de NOx por el aumento de la inyección de agua o vapor comenzaron a causar efectos perjudiciales en el rendimiento del ciclo de la turbina de gas, partes móviles y criterios de inspección. Además, las otras emisiones de escape, que anteriormente no se modificaban, comenzaron a elevarse hasta niveles preocupantes.

Sobre la base de estos factores, se han desarrollado métodos alternativos de control de emisiones:

- Turbina de gas interna.
  - Combustores silenciosos de múltiples boquillas introducidos en 1988.
  - Combustores secos de bajo NOx introducidos en 1990.
- Turbina de gas externa.
  - Catalizadores de escape.

En este documento se resumirán las emisiones estimadas actuales para las turbinas de gas existentes y los efectos de las técnicas de control de emisiones disponibles (diseño del revestimiento e inyección de agua / vapor) sobre las emisiones de la turbina de gas, el rendimiento del ciclo y los intervalos de inspección de mantenimiento.



## **4. NORMAS Y REFERENCIAS**

### **4.1. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS**

The American Society of Mechanical Engineers

- Gas Turbines, ASME PTC 22- 1997 y 2005.

Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente

- Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.
- Real Decreto 1042/2017, de 22 de diciembre, sobre la limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión medianas y por el que se actualiza el anexo IV de la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- Decreto 50/2009, de 18 de junio, por el que se regula el control de la contaminación atmosférica industrial en la Comunidad Autónoma de Cantabria.
- Orden UMA/5/2018, de 12 de febrero, por la que se aprueba el Programa de Inspección Ambiental de Cantabria para el año 2018.
- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.
- Orden PRA/321/2017, de 7 de abril, por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, partículas y CO procedentes de las grandes instalaciones de combustión.





## 5. REQUISITOS DE DISEÑO

### 5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA TURBINA DE GAS

La LM6000 PF es una turbina de gas de doble rotor que consta de un conjunto de paletas de guía de entrada variable (VIGV), un compresor de baja presión de 5 etapas (LPC), un compresor de alta presión de geometría variable de 14 etapas (HPC), una triple cámara de combustión anular, una turbina de alta presión de 2 etapas (HPT), una turbina de baja presión de 5 etapas (LPT), un conjunto de caja de engranajes de accesorios (AGB) y accesorios.

El HPC y el HPT se conectan mediante ranuras de acoplamiento.

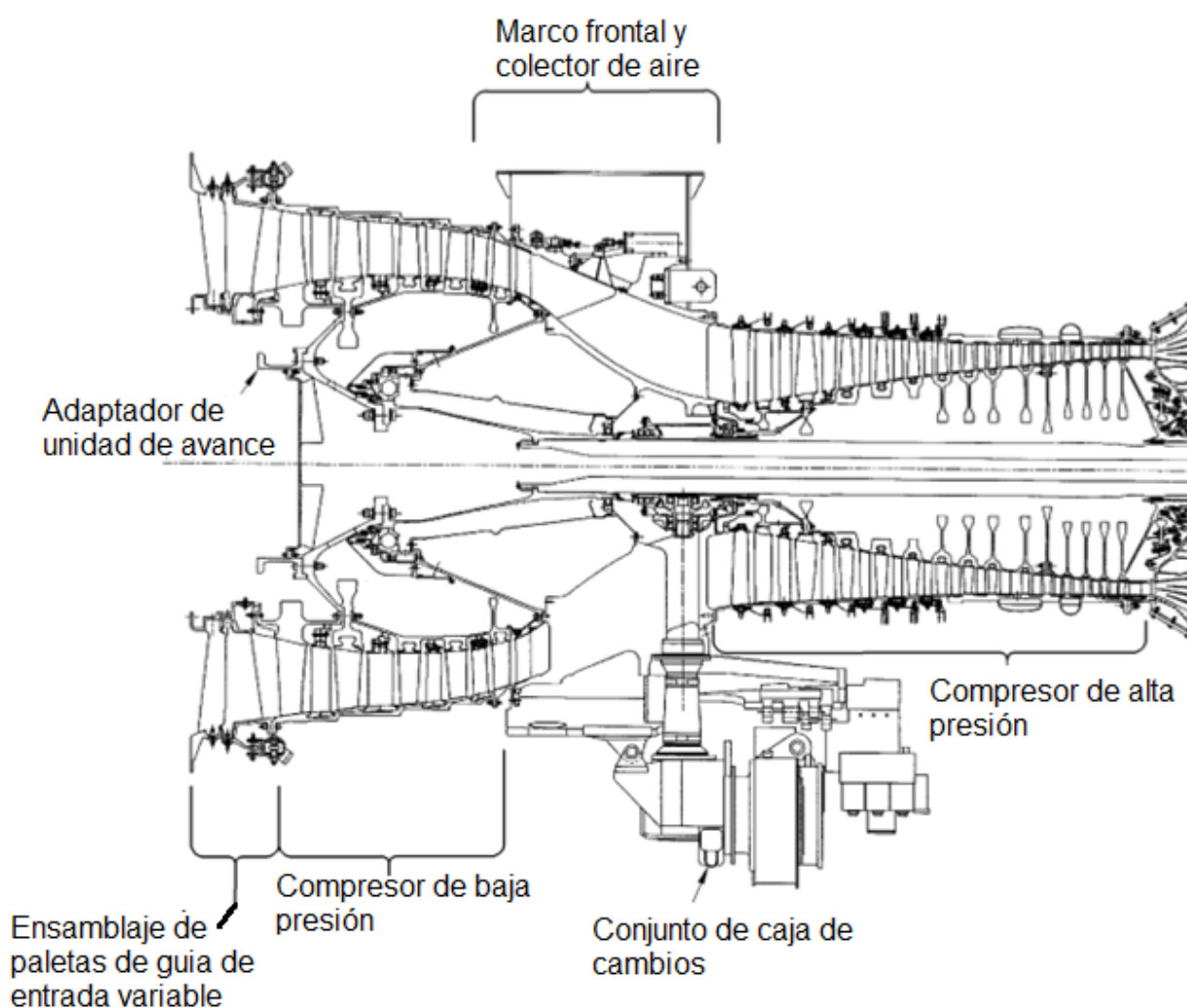
El rotor de baja presión consiste en el compresor de baja presión (LPCR) y la turbina de baja presión (LPT) que lo impulsan. Las bridas de fijación están disponibles en la parte delantera y / o trasera del rotor de baja presión para la conexión al eje de potencia y carga. El rotor de alta presión (HPCR) consiste en el HPC de 14 etapas y el HPT de 2 etapas que lo impulsan. El núcleo de este rotor consiste en el HPC, la cámara de combustión y el HPT.

El HPT y el LPT conducen el HPC y el LPC a través de los ejes de transmisión concéntricos.

El aire ingresa a la turbina de gas en el VIGV y pasa al LPC. El LPC comprime el aire en una proporción de aproximadamente 2.4:1. El aire que sale del LPC se dirige al HPC. Las válvulas de derivación variable (VBV) están dispuestas en el paso de flujo entre los dos compresores para regular el flujo de aire que ingresa al HPC en ralentí y con baja potencia. Para controlar aún más el flujo de aire, el HPC está equipado con paletas de estator variables (VSV). El HPC comprime el aire a una proporción de aproximadamente 12:1, lo que da como resultado una relación de compresión total de 30:1, relativa al ambiente. Desde el HPC, el aire se dirige a la sección del quemador anular triple, donde se mezcla con el combustible de los 75 premezcladores de aire/gas que se empaquetan en 30 módulos removibles externamente.



La mezcla combustible/aire se enciende inicialmente con un encendedor y, una vez que la combustión es autosuficiente, el encendedor se apaga. El gas caliente que resulta de la combustión se dirige al HPT que impulsa el HPC. Este gas se expande aún más a través del LPT, que impulsa el LPC y la carga de salida.



*Figura 4-1: Identificación de la sección de la turbina de gas LM6000 PF (Hoja 1 de 2): [Fuente: Manual General Electric]*

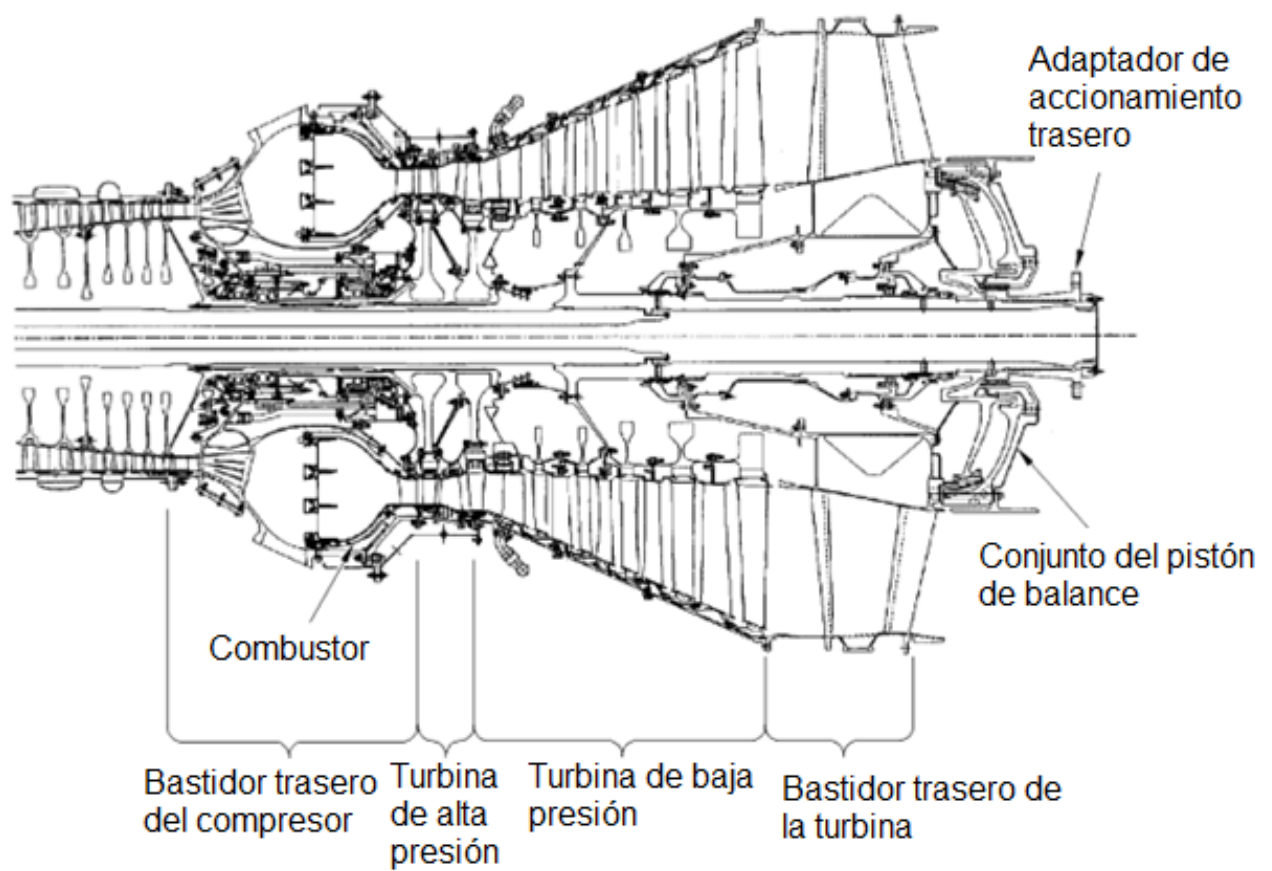


Figura 4-2: Identificación de la sección de la turbina de gas LM6000 PF (Hoja 2 de 2): [Fuente: Manual General Electric]



La última configuración de la turbina LM6000 PF incorpora tecnología de 15 PPM para reducir las emisiones.

El sistema de combustión de la turbina LM6000 PF incluye un colector de gas, fabricado con 13 válvulas de estacionamiento. Una nueva configuración de la válvula de escalonamiento 5/3/5 (A/B/C) también requiere un conjunto diferente de interfaces de gas, así como una estructura de montaje. También se incluyen modificaciones internas menores en el revestimiento de la cámara de combustión y el domo para acomodar el sistema de combustible dual, en caso de optar por ese modelo de turbina.

#### **5.1.1. COMPONENTES PRINCIPALES DE LA TURBINA DE GAS**

La turbina de gas LM6000 PF es una turbina de gas de eje de transmisión concéntrica de doble rotor, capaz de impulsar una carga desde la parte delantera y/o trasera del rotor de baja presión. Una sección transversal de la máquina (figura 5-1), muestra las características de diseño más significativas de la turbina. Los principales componentes están identificados (figura 5-2), como se indica a continuación:

- Conjunto de aletas guía de entrada variable (VIGV).
- Compresor de baja presión (LPC) de cinco etapas.
- Conjunto de bastidor delantero y colector de aire.
- Compresor de alta presión (VG) de geometría variable de 14 etapas (HPC).
- Conjunto de bastidor trasero del compresor (CRF).
- Conjunto de cámara de combustión de triple anular.
- Turbina de alta presión (HPT).
- Turbina de baja presión (LPT).
- Conjunto del bastidor trasero de la turbina (TRF).
- Conjunto de la caja de engranajes de accesorios (AGB) y accesorios.
- Cojinetes.



El rotor de la turbina de alta presión (HPTR) gira en el sentido de las agujas del reloj cuando se ve desde atrás, mirando hacia adelante. El rotor de baja presión (LPCR) gira en el sentido de las agujas del reloj cuando se mira desde atrás, mirando hacia adelante. El sistema de estator de baja presión está formado por los estatores LPC y de turbina. Los adaptadores de impulsión se proporcionan en la parte delantera y trasera del rotor de baja presión para la conexión al eje de potencia y la carga.

Tres bastidores estructurales proporcionan soporte para los dos rotores utilizados en la turbina de gas LM6000 PF. Estos incluyen el marco frontal, el CRF y el TRF. Esta configuración proporciona una excelente estabilidad mecánica y dinámica, y permite que el compresor y las palas de la turbina se controlen con mayor precisión.

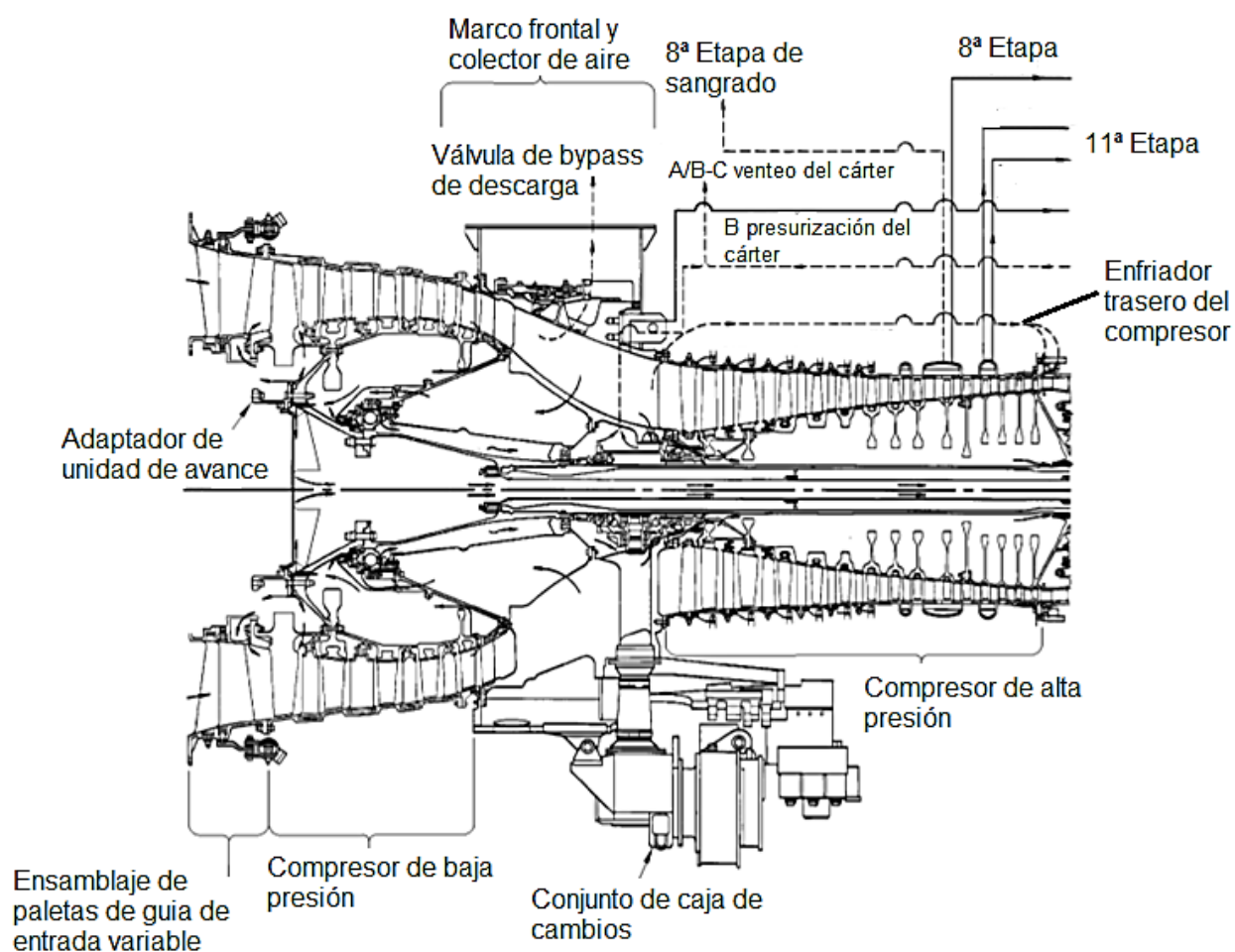


Figura 5-1. Sección transversal del flujo de aire de la turbina de gas LM6000 PF  
(hoja 1 de 2): [Fuente: Manual General Electric]

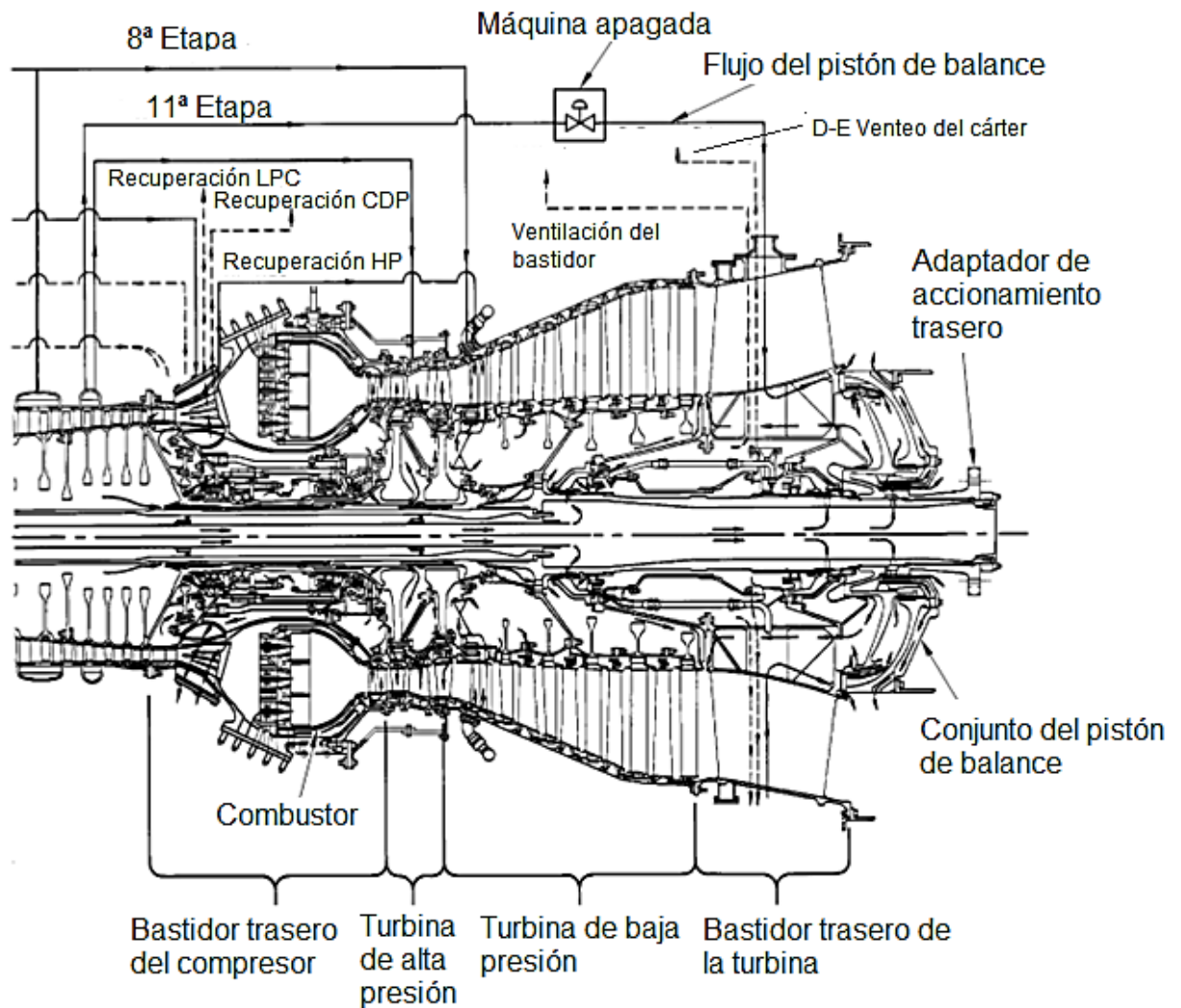


Figura 5-1: Sección transversal del flujo de aire de la turbina de gas LM6000 PF  
(hoja 2 de 2): [Fuente: Manual General Electric]



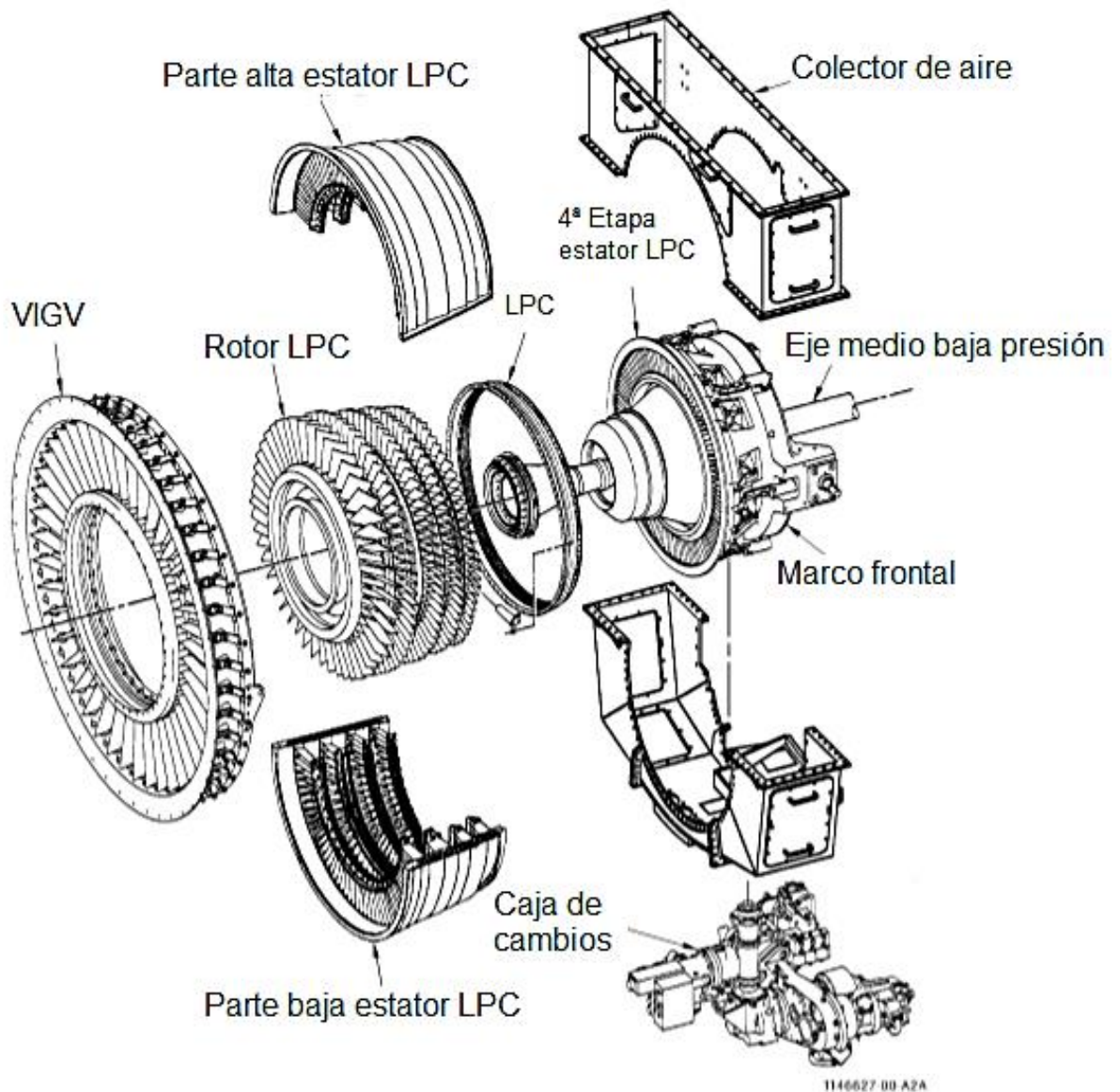


Figura 5-2: Componentes principales de la turbina de gas LM6000 PF (Hoja 1 de 3):  
[Fuente: Manual General Electric]

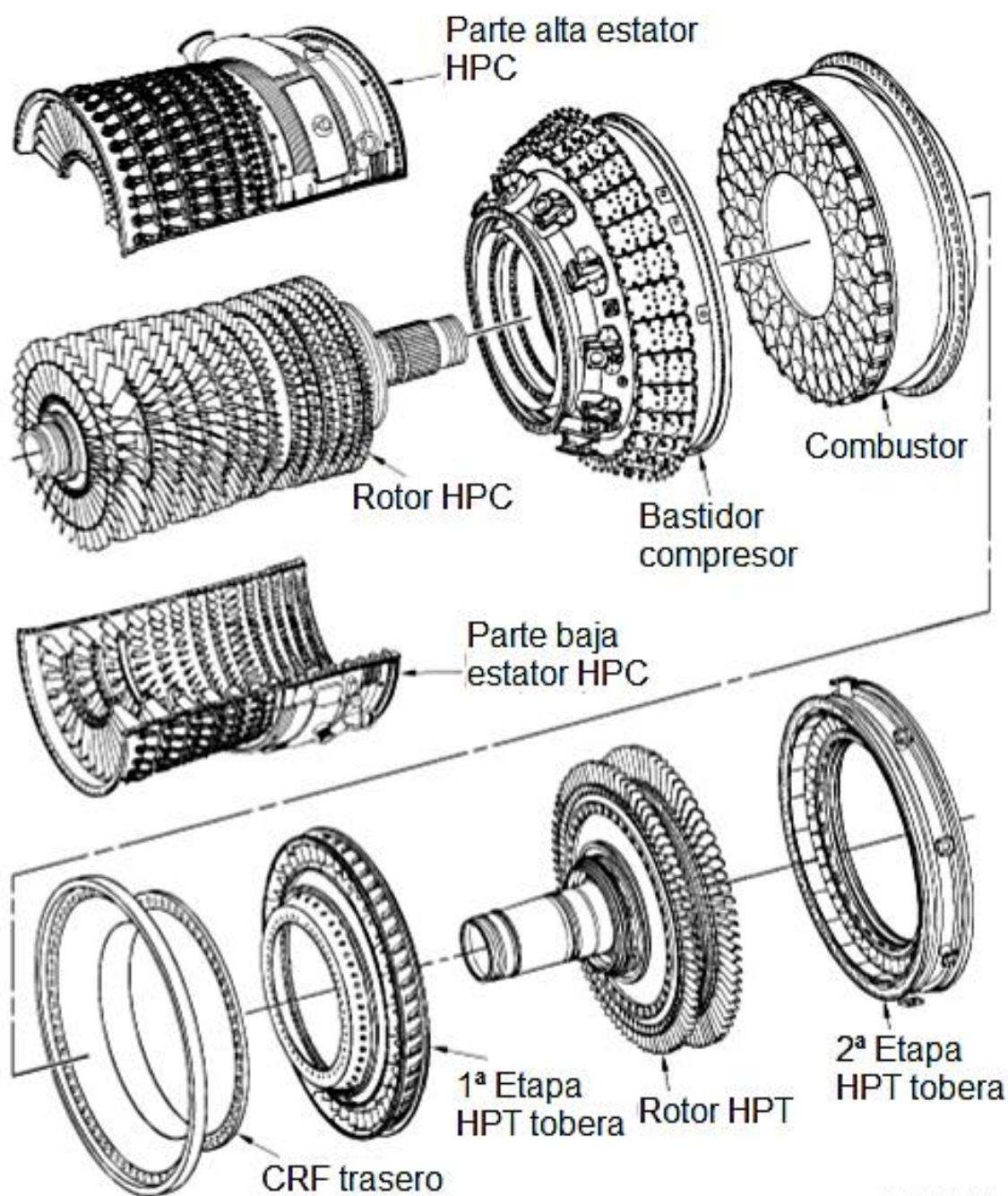
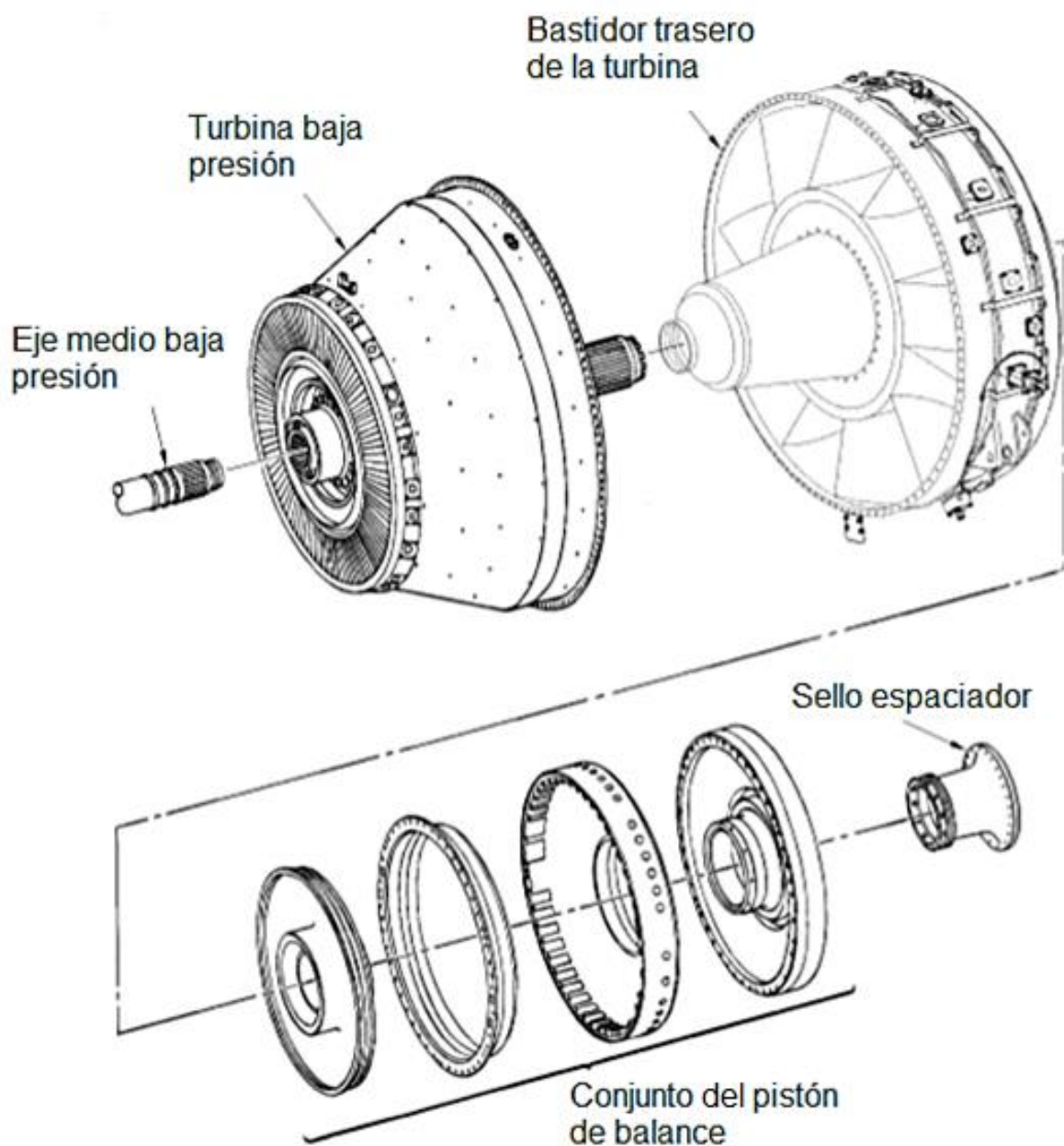


Figura 5-2: Componentes principales de la turbina de gas LM6000 PF (Hoja 2 de 3):  
[Fuente: Manual General Electric]



1145526 00 A2A

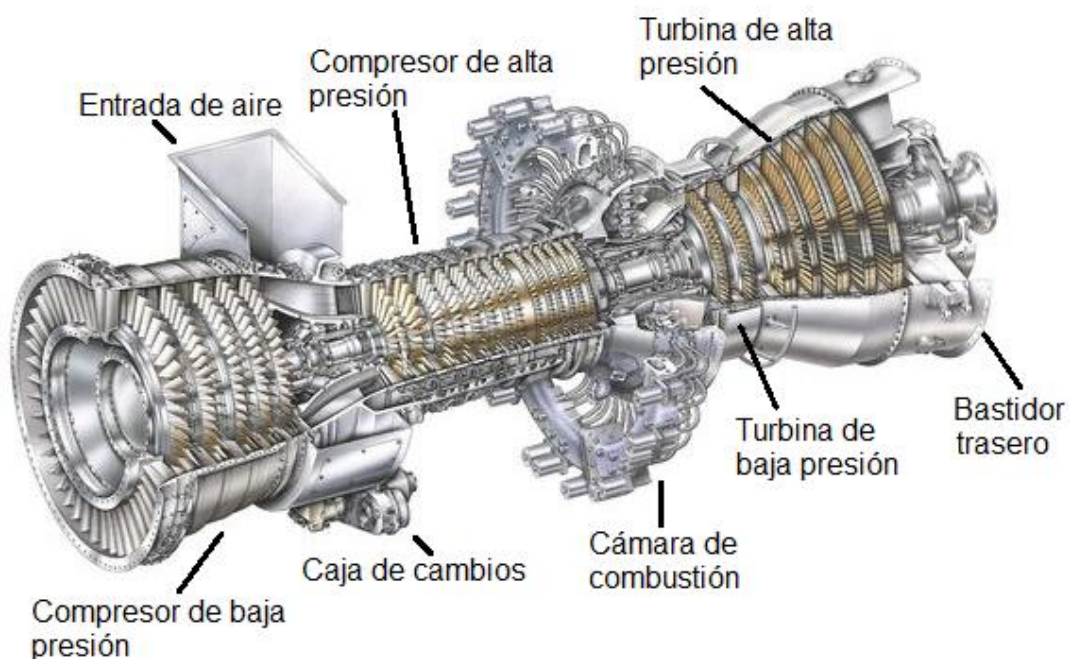
Figura 5-2: Componentes principales de la turbina de gas LM6000 PF (Hoja 3 de 3):  
[Fuente: Manual General Electric]



### 5.1.2. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES

A continuación, realizaremos una pequeña descripción de los componentes que conforman la turbina de gas, los cuales hemos ido mencionando en apartados anteriores.

En la imagen siguiente podemos identificar los diferentes componentes de la turbina LM6000 PF, y posteriormente una explicación de cada uno de ellos.



*Figura 6-1: Componentes principales de la turbina de gas LM6000 PF: [Fuente: Manual General Electric]*

#### 5.1.2.1. PALETAS DE GUÍA DE ENTRADA VARIABLE

La sección de admisión de aire de la máquina consiste en una sección de flujo axial que contiene un sistema VIGV. El conjunto VIGV está ubicado en la parte frontal del LPC y permite la modulación del flujo a una potencia parcial, lo que resulta en una mayor eficiencia de la máquina. El sistema VIGV consta de 43 paletas principales de bordes estacionarios y paletas de arrastre variable. Las paletas variables se pueden girar desde -10 grados abiertos hasta +60 grados cerrados por medio de un anillo actuador (anillo de unión) accionado por dos

accionadores hidráulicos en las posiciones de las 3:00 y las 9:00 en punto. Ambos actuadores están equipados con transformadores diferenciales lineales variables (LVDT).

El rango de operación normal de la máquina es de aproximadamente -5 grados abiertos (máxima potencia) a +35 grados cerrados (inactivo). Las paletas también se cerrarán durante grandes reducciones de potencia para reducir el caudal de LPC rápidamente para mantener el margen de bloqueo de LPC. El sistema VIGV mejora el rendimiento para ciclos simples y ciclos de recuperación de calor. También ayuda a minimizar los niveles de flujo y presión del bypass VBV, lo que reduce el ruido de flujo asociado. Un sello giratorio a presión entre el cubo de VIGV y el rotor LPC evita la entrada de aire no filtrado en la línea de flujo.

La sección de admisión de aire está diseñada para interactuar con un conducto de entrada radial (que permite que el aire de entrada se extraiga del lado o la parte superior, en lugar de hacerlo desde la parte frontal) o un sistema de entrada axial. El conducto de entrada radial es compatible con instalaciones de transmisión hacia adelante o hacia atrás; La entrada axial solo se puede utilizar en instalaciones de tracción trasera.

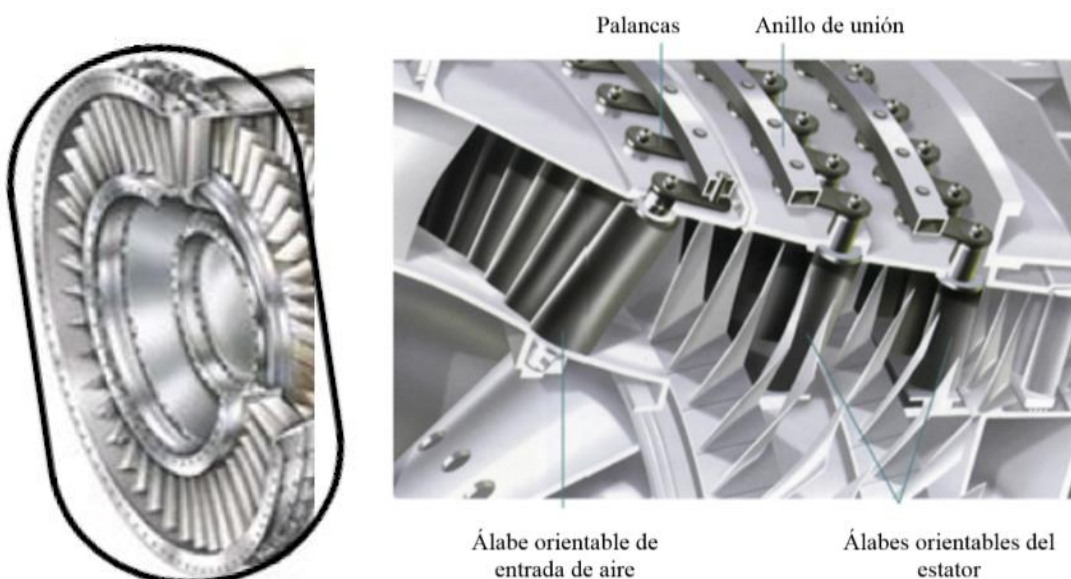


Figura 6: Paletas de guía de entrada variable: [Fuente: Manual General Electric]



### **5.1.2.2. COMPRESOR DE BAJA PRESIÓN**

#### **DESCRIPCIÓN GENERAL**

El LPC es un compresor de flujo axial de cinco etapas que cuenta con un estator fijo de cinco etapas. Se prevé que el flujo de descarga de LPC se desvíe a través de las puertas de bypass moduladas para garantizar un margen de bloqueo de LPC adecuado en los ajustes de potencia más bajos y durante transitorios de gran reducción de potencia.

#### **Rotor LPC**

Los discos individuales se utilizan en las etapas 0 y 1. Las etapas 2 a 4 del rotor LPC son un carrete integral. Las etapas 0 a 3 tienen palas avisadoras.

Las palas de la etapa 0 se retienen individualmente en las ranuras de cola de milano axiales del disco mediante un retenedor de pala de una sola pieza. Las láminas LPC de las etapas 1 a 4 se retienen en ranuras circunferenciales en el disco de la etapa 1 y las bobinas de las etapas 2 a 4. Las características de las palas de retención permiten el reemplazo individual de la pala. Las palas de las etapas 1 a 3 se pueden quitar sin quitar el rotor.

#### **Estator LPC**

Los álabes del estator de titanio 0 a 3 son reemplazables individualmente. Las paletas están cubiertas para reducir la respuesta de las paletas a las fuerzas aerodinámicas. Se utilizan tiras de desgaste entre las colas de la paleta y las ranuras de la carcasa LPC.

Las cubiertas de 0 a 3 están forradas de teflón y se dividen horizontalmente para poder dividir la cubierta. Esta división facilita el reemplazo de paletas y palas, y permite que su extracción no afecte al colector de aire del bastidor delantero. Los puertos de boroscopia están ubicados en las etapas 1, 2 y 3 para inspección de diagnóstico

sin desmontaje.

Las paletas del estator de la etapa 4 se montan en el bastidor delantero y se apoyan en el diámetro interior (ID) mediante una estructura de soporte que está atornillada al bastidor delantero del motor.



*Figura 7: Compresor baja presión: [Fuente: Manual General Electric]*

### **5.1.2.3. BASTIDOR FRONTAL Y COLECTOR DE AIRE**

#### **BASTIDOR FRONTAL**

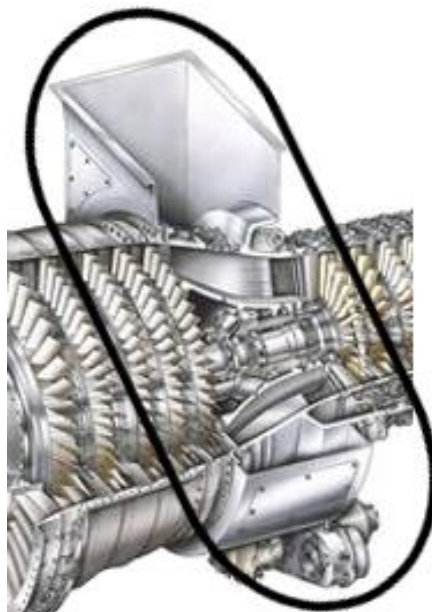
El bastidor frontal es una estructura principal que brinda soporte para el rotor LPC y el extremo delantero del rotor HPC a través de los cojinetes No. 1B, No. 2R y No. 3R. El bastidor también forma una ruta de flujo de aire entre el LPC y la entrada de HPC. Las disposiciones de montaje de la máquina delantera están ubicadas en las posiciones de la estructura delantera de las 3:00 y las 9:00 en punto. Se incluyen dos almohadillas en la caja exterior del bastidor para montar los sensores de temperatura de entrada de HPC.

El bastidor delantero está hecho de una fundición de acero de alta resistencia. Doce puntales radiales igualmente espaciados se utilizan entre el cubo y la cubierta exterior para proporcionar soporte para el cubo interno. Doce puertas de válvula de derivación de posición variable están ubicadas en la pared exterior para la purga de descarga de LPC.

El bastidor delantero contiene el colector A del motor, que incluye un cojinete de empuje (1B) y un cojinete de rodillos (2R) que soportan el rotor LPC, y un cojinete de rodillos (3R) que soporta el extremo delantero del rotor HPC. Las líneas de suministro de aceite lubricante y de barrido para el cárter A se dirigen dentro de los puntales del bastidor. La caja de engranajes de entrada está ubicada en el cárter A con el eje de transmisión radial extendiéndose hacia afuera a través del puntal ubicado en la posición de las 6:00 en punto.

### **COLECTOR DE AIRE DE DERIVACIÓN**

El colector de aire de derivación de LPC es un conducto conectado al bastidor delantero. Recoge el aire de descarga de LPC, se ventila a través de las puertas de derivación de LPC y lo dirige por el borde a través de conductos provistos por el fabricante.



*Figura 8: Colector de aire: [Fuente: Manual General Electric]*





#### **5.1.2.4. COMPRESOR DE ALTA PRESIÓN**

##### **DESCRIPCIÓN GENERAL**

El HPC es un compresor de flujo axial de 14 etapas. Incorpora VIGV y estatores variables en las etapas 0 a 5 para proporcionar un funcionamiento sin paradas y una alta eficiencia en todo el rango de inicio y operación.

La etapa 8 y el aire de descarga del compresor se utilizan para el control de la temperatura de la llama de la cámara de combustión. El aire de purga de las etapas 7 y 11, y el aire de descarga del compresor se extraen para refrigerar y presurizar los componentes de la máquina y del cárter del rodamiento.

##### **ROTOR HPC**

El rotor HPC consta de 14 etapas. El disco de la etapa 2 tiene un eje delantero integral y las bobinas de las etapas 11 a 14 tienen un eje trasero integral.

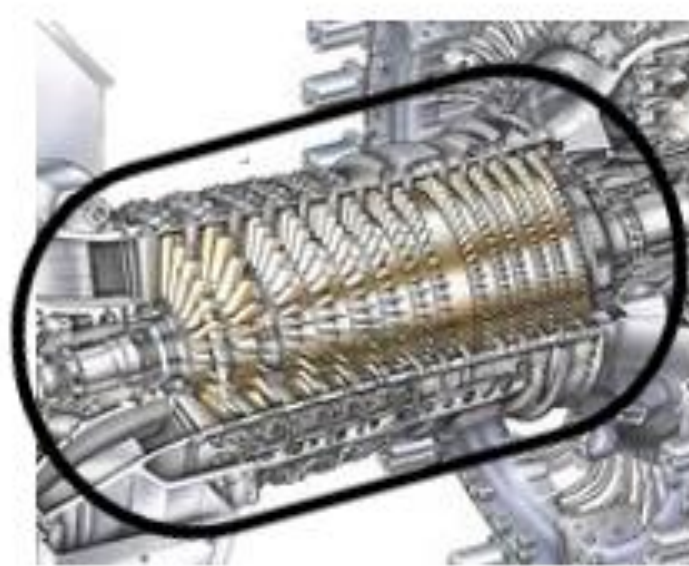
Las palas de las etapas 1 y 2 se retienen individualmente en las ranuras de cola de milano axiales y las palas restantes se mantienen en las ranuras de cola de milano circunferenciales. Estas características permiten el reemplazo individual de la pala sin desmontar el rotor.

Las palas de la etapa 1 están envueltas en la mitad del tramo con el propósito de reducir el estrés vibratorio. Todas las demás paletas están en voladizo desde la estructura del rotor.

##### **ESTATOR DE HPC**

El estator de HPC consiste en una cubierta que contiene las paletas del estator del compresor. Las paletas de guía de entrada y las paletas de las etapas 1 a 5 se pueden girar alrededor del eje de sus muñones de montaje para variar el paso de las palas aerodinámicas en la

trayectoria de flujo del compresor. Las palas aerodinámicas en las etapas restantes son estacionarias. Todas las paletas fijas y variables no son intercambiables con las de otras etapas para evitar un montaje incorrecto. La carcasa está dividida a lo largo de una línea de división horizontal para facilitar el montaje y el mantenimiento. Los protectores de paletas de las etapas 1 y 2 también admiten sellos de rotor entre etapas. Las cubiertas están diseñadas para permitir la extracción de la mitad de la carcasa del compresor. Hay 14 estaciones axiales provistas para la inspección con boroscopio de palas y paletas.



*Figura 9: Compresor de alta presión: [Fuente: Manual General Electric]*

#### **5.1.2.5. BASTIDOR TRASERO DEL COMPRESOR**

El CRF consta de una caja exterior, 10 puntales y las carcassas del cárter B y C. La caja exterior soporta la cámara de combustión y los premezcladores. El cubo proporciona soporte para un rodamiento de bolas y dos rodamientos radiales de rodillo para soportar la sección media del sistema de rotor de alta presión.

Las cargas axiales y radiales del rodamiento y una parte de la carga de la boquilla de la primera etapa se transmiten a través del cubo y 10 puntales radiales a la caja. El cubo, los puntales y la carcasa exterior están fabricados de una sola pieza la cual está soldada al anillo de



repujado del combustible y atornillada a la caja posterior. Esto sirve como ruta de carga estructural entre la carcasa del compresor y la caja del estator HPT. Se proporcionan siete puertos de boroscopia para la inspección de la cámara de combustión, los premezcladores y el HPT. Las líneas de servicio de cárter B y C están contenidas y pasan a través de los puntales CRF.

#### **5.1.2.6. SISTEMA DE COMBUSTIÓN**

##### **DESCRIPCIÓN GENERAL**

La turbina de gas LM6000 PF utiliza un sistema de combustión de premezcla pobre diseñado para funcionar con combustible de gas natural. La configuración de combustor triple anular permite que la cámara de combustión funcione en una proporción uniforme de combustible y aire puro (modo de premezcla) en todo el rango de potencia, minimizando las emisiones incluso a baja potencia.

##### **COMBUSTOR ANULAR TRIPLE**

El extremo delantero o cúpula de la cámara de combustión soporta 75 escudos térmicos segmentados, que forman las tres zonas de combustión anulares en la cámara de combustión, conocidas como la cúpula exterior o A, la cúpula piloto o B, y la cúpula interna o C. Además de formar las tres cúpulas anulares, los escudos térmicos aíslan la placa de cúpula estructural de los gases de combustión calientes. Los escudos térmicos son una superaleación fundida y se enfrían por choque y por convección. Los revestimientos de la cámara de combustión están montados en la parte frontal con un revestimiento de barrera térmica y sin enfriamiento.

El combustible gaseoso se introduce en la cámara de combustión a través de 75 conductos de aire/gas, empaquetados en 30 premezcladores removibles y reemplazables externamente. Los premezcladores producen una mezcla pura de combustible/aire muy uniformemente mezclada.



*Figura 10: Combustor: [Fuente: Manual General Electric]*

### **SISTEMA DE ENCENDIDO**

El sistema de encendido produce las chispas de alta energía que encienden la mezcla de combustible y aire en la cámara de combustión durante el arranque. El sistema consta de un excitador de encendido, cables y un encendedor de chispa. Una vez que ocurre la ignición, la combustión se vuelve autosuficiente y continúa sin el encendedor de chispa.



### **5.1.2.7. TURBINA DE ALTA PRESIÓN**

#### **DESCRIPCIÓN GENERAL**

La HPT es un diseño de dos etapas refrigerado por aire con alta eficiencia demostrada. El sistema HPT consta del rotor HPT y las boquillas HPT de las etapas 1 y 2.

#### **ROTOR HPT**

El conjunto del rotor HPT consiste en el disco de etapa 1 y el eje integral, un espaciador cónico de impulsor con tapa, un protector térmico y un disco de etapa 2. Los sellos de aire giratorios hacia adelante y hacia atrás se ensamblan al rotor HPT y proporcionan cavidades enfriadas por aire alrededor del sistema del rotor. Se utilizan una tuerca de acoplamiento integral y un tubo de presión para formar y sellar la cavidad interna. Los discos del rotor y las paletas se enfrían mediante un flujo continuo de aire de descarga del compresor. Este aire se dirige a la cavidad interna del rotor a través de las paletas del difusor que forman parte del sistema de sellado delantero.

El diseño del disco/eje de la etapa 1 combina el eje delantero del rotor y el disco de la etapa 1 en una unidad de una sola pieza. El par se transmite al rotor del compresor a través de una ranura interna en el extremo delantero del disco/eje.

Las palas de la etapa 1 y 2 encajan en las ranuras de cola de milano axiales en el disco. El disco de la etapa 2 incorpora una brida en el lado delantero para transmitir el par al disco de la etapa 1. Una brida sostiene el sello de aire y la tuerca de acoplamiento integral y el tubo de presión.

Las palas de la turbina están enfriadas internamente y se utilizan en ambas etapas. Son enfriadas por el aire de descarga del compresor que fluye a través del vástago de la pala hacia la superficie aerodinámica.

El espaciador del impulsor en forma de cono sirve como soporte estructural entre los discos de la turbina.

El espaciador también transmite el par desde el disco de la etapa 2 al disco de la etapa 1. El escudo térmico en forma de catenaria forma la parte exterior de la cavidad de aire de refrigeración del rotor de la turbina y sirve como parte giratoria del sello de la trayectoria del gas entre etapas.



*Figura 11: Turbina de alta presión: [Fuente: Manual General Electric]*

### **BOQUILLA HPT DE ETAPA 1**

La boquilla HPT de etapa 1 consta de 23 segmentos de dos paletas atornilladas a un soporte de boquilla unido al centro del CRF. El aire de descarga del compresor se utiliza para enfriar las paletas de la boquilla y las bandas de soporte para mantener las temperaturas del metal en los niveles requeridos para una vida útil prolongada.

### **BOQUILLA HPT DE LA ETAPA 2**

El conjunto de la boquilla de HPT de la etapa 2 consta de 24 segmentos de boquilla de la etapa 2 de dos paletas, protectores y



soportes de HPT de las etapas 1 y 2, el soporte del estator de HPT (caja) y sellos de intersticio. Las paletas de la boquilla son enfriadas internamente por el aire de la undécima etapa HPC.

Las boquillas de la etapa 2 son compatibles con el soporte de la carcasa de la etapa 1. También están atornillados a la pata delantera del soporte de la cubierta de la etapa 2, que está unida, mediante una pestaña, a la pared estructural exterior. El sistema de cubierta de la etapa 1 presenta soportes segmentados y segmentos de cubierta para mantener el espacio libre de la turbina.

Las cubiertas de la turbina forman una parte de la trayectoria del flujo aerodinámico exterior a través de la turbina. Están alineados axialmente con las palas de la turbina y forman un sello de presión para minimizar las fugas de gas de alta presión alrededor de las puntas de las aspas.

El sello entre etapas está compuesto por 6 segmentos fijados a la brida interna en los segmentos de la boquilla. La superficie de sellado consiste en un sello de panel de dos pasos que se acopla con el protector térmico giratorio. El sello entre etapas está diseñado para minimizar la fuga de flujo de gas de núcleo alrededor de la boquilla de la etapa 2.

#### **5.1.2.8. TURBINA DE BAJA PRESIÓN**

##### **DESCRIPCIÓN GENERAL**

El LPT acciona el LPC y el dispositivo de carga, utilizando el flujo de gas de descarga de la turbina para generar energía. Los componentes principales del módulo LPT son un estator de cinco etapas, un rotor de cinco etapas soportado por los rodamientos No. 6R y No. 7R, y un TRF fundido que soporta la carcasa del estator y los rodamientos No. 6R y No. 7R.





### **ROTOR LPT**

El conjunto del rotor LPT conduce el LPC a través del eje central de baja presión y conduce una carga a través del eje intermedio o desde un adaptador de la unidad de popa en la parte posterior del rotor LPT. El conjunto del rotor LPT consta de cinco etapas de discos con palas y un subconjunto de eje. El rotor está soportado por los cojinetes No. 6R y No. 7R en los cárter D y E del TRF.

Cada etapa del rotor LPT consta de un subconjunto de disco con palas, alabes de turbina, retenedores de alabes, sellos de aire entre etapas, pernos de ensamblaje y contrapesos. Las bridas integrales en cada disco proporcionan orificios para los pernos de ensamblaje en un área de baja tensión del disco. Los retenedores de palas mantienen estas por medio de las ranuras de cola de milano axiales.

El conjunto del eje de la turbina es un cono de torsión acoplado al eje intermedio a través de una estría y que se atornilla a las bridas de disco de la turbina de la etapa 2 y 3.

La parte giratoria del sistema de pistón de balance se monta en el eje, detrás de los sellos del rodamiento No. 7R. Además, la ranura del eje de atrás proporciona la conducción de la carga de salida desde la parte posterior a través del adaptador de la unidad de popa.

### **ESTATOR LPT**

El conjunto del estator de cinco etapas consta de una carcasa cónica de 360° de una pieza, cinco etapas de protectores de punta de enclavamiento y un colector de enfriamiento externo de la caja LPT de 12 segmentos. Los segmentos de la boquilla de la primera etapa están refrigerados por aire con un sello de equilibrio de presión de Bolton, cuenta con cuatro etapas adicionales de los segmentos de la boquilla con sellos de intersticio empernados, y los puertos de instrumentación y boroscopio también comprenden el conjunto del estator.



La carcasa de LPT es la estructura de soporte entre la caja del estator de HPT y el TRF. La carcasa contiene bridas internas mecanizadas que proporcionan ganchos para soportar los segmentos de la boquilla y guías para asegurar la alineación y el asiento de la boquilla. Los puertos de inspección de boroscopio se proporcionan a lo largo del lado derecho, mirando hacia adelante (ALF) en popa desde las 2:30 a las 4:30 en punto en las etapas 1, 2 y 4 de la boquilla.

Las paletas de la boquilla de la etapa 1 proporcionan capacidad para la instrumentación de entrada de LPT. Se proporcionan orificios para sondas de termopar y se puede insertar una sola sonda de presión. Hay ocho boquillas para proporcionar termopares, una para una sonda de presión y cuatro segmentos de boquilla sin orificios de instrumentación.

Los sellos minimizan la fuga de aire alrededor de los extremos internos de las boquillas y los protectores minimizan la fuga de aire sobre las puntas de las aspas de la turbina.



*Figura 12: Turbina de baja presión: [Fuente: Manual General Electric]*



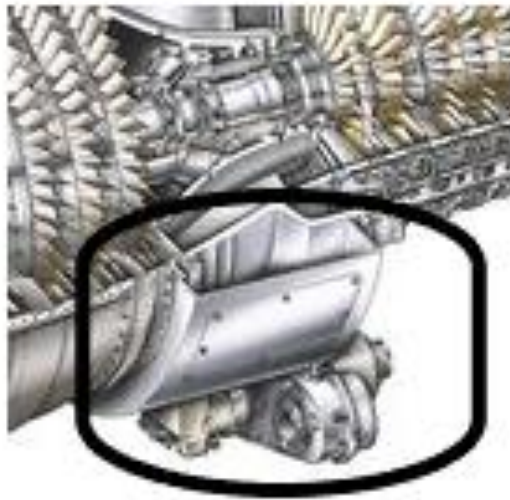
#### **5.1.2.9. BASTIDOR TRASERO DE LA TURBINA**

El bastidor trasero de la turbina (TRF) es una pieza de fundición que proporciona la trayectoria del flujo de escape de la turbina de gas y la estructura de soporte para el cárter D y E, el conjunto de equilibrio de empuje del rotor LPT, el eje del rotor LPT y el adaptador de la unidad. Está provisto de 14 puntales radiales funcionando como paletas de guía de salida para encaminar el flujo de aire de escape en el difusor de escape para mejorar el rendimiento. El cárter de aceite lubricante y las líneas de barrido para los cárter D y E y los sensores de velocidad del rotor LPT se dirigen a través de los puntales.

El sistema de equilibrio de empuje del rotor LPT está diseñado para mantener la carga de empuje axial en el cojinete de empuje No. 1B dentro de los límites de diseño. El sello estático del pistón de balance está montado en el cubo TRF. El aire de purga del HPC de la etapa 11 se dirige a través de tres puntales TRF para generar la carga axial requerida a través del sistema de balance de empuje del rotor.

#### **5.1.2.10. CONJUNTO DE CAJA DE CAMBIOS Y ACCESORIOS**

Los accesorios se accionan desde el sistema del rotor de alta presión por la caja de engranajes de entrada, un eje de transmisión radial y el conjunto de la caja de engranajes de transferencia (TGB). El TGB está conectado al colector de aire en la posición de las 6:00 en punto. El AGB (la parte de la unidad de accesorios del conjunto TGB), ubicado debajo de la carcasa del HPC, se acciona desde TGB mediante un eje horizontal corto. La bomba de arranque, de lubricación y de barrido, la bomba hidráulica VG y otros accesorios se montan en el AGB y son accionados por el mismo.



*Figura 13: Caja de cambios: [Fuente: Manual General Electric]*

#### **5.1.2.11. RODAMIENTOS**

Ocho rodamientos soportan los componentes giratorios y las cargas aerodinámicas en el LM6000 PF. Cada masa giratoria (el compresor, la turbina y el sistema de pistón de balance) está soportada por cojinetes de rodillos y las cargas axiales de empuje son transportadas por cojinetes de bolas. Estos rodamientos están ubicados en las áreas A, B, C, D y E (figura 14).

El colector A alberga los cojinetes No. 1B, No. 2R y No. 3R. El cojinete No. 1B es un cojinete de empuje de tipo bola que transporta las cargas de empuje para el (LPC y LPT). El rodamiento No. 2R soporta el rotor del compresor de baja presión (LPCR) y el rodamiento No. 3R soporta el eje delantero del rotor del compresor de alta presión (HPCR).

El colector B y C aloja los cojinetes No. 4R, 4B y 5R.

El cojinete No. 4R soporta el eje de popa del HPCR. El cojinete No. 4B lleva las cargas de empuje para el (HPC y HPT). El cojinete No. 5R soporta el rotor de la turbina de alta presión (HPTR) en su eje delantero.



El colector D y E aloja los rodamientos No. 6R y No. 7R.

El cojinete No. 6R soporta el extremo delantero del eje del rotor de turbina de baja presión (LPTR). El cojinete No. 7R soporta el extremo posterior del eje LPTR y el sistema de pistón de equilibrio.

Los sellos tipo laberinto controlan el flujo de aire hacia las áreas del colector para evitar el consumo excesivo de aceite. El colector A se drena hacia el TGB a través del mismo puntal del bastidor delantero que aloja el eje de la caja de engranajes. El aceite es barrido a través de la caja de cambios. Las zonas de rodamiento No. 4R / 4B y No. 5R de los cárter B y C se eliminan individualmente, al igual que las zonas de rodamientos No. 6R y No. 7R de los cárter D y E. Todos los sumideros emiten aire que transporta niebla y se ventilan a un separador de aire/aceite suministrado por el empacador.

#### **5.1.2.12. SISTEMA DE PISTÓN DE EQUILIBRIO DEL ROTOR DE BAJA PRESIÓN**

El sistema de pistón de equilibrio está diseñado para controlar la carga de empuje en el cojinete No. 1B. Estas cargas son impuestas por LPC y LPT y varían con la potencia de salida. Las cargas axiales delanteras se aplican variando la presión de aire en la cavidad de aire del pistón de equilibrio para mantener las cargas de empuje dentro de la capacidad del rodamiento. La presión del aire en la cavidad de aire del pistón de balance se mantiene al nivel correcto mediante el control electrónico fuera de la máquina y la válvula del pistón de equilibrio activada hidráulicamente.

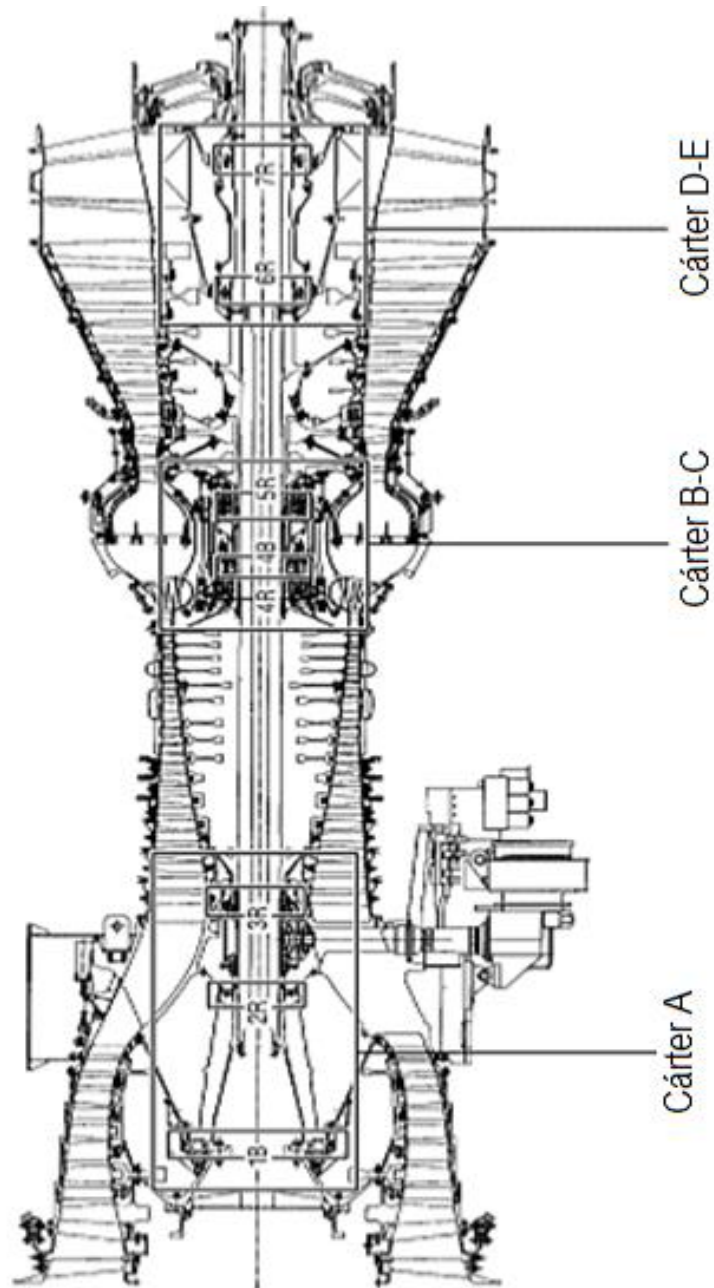


Figura 14: Áreas de colectores y ubicaciones de rodamientos. [Fuente: Manual de General Electric]



### 5.1.3. DESCRIPCIÓN DEL CONJUNTO DE LA TURBINA DE GAS

El conjunto de la turbina de gas comprende un sistema completo de generación eléctrica o de accionamiento mecánico construido alrededor de la turbina de gas LM6000. El conjunto proporciona la estructura, las interfaces, las conexiones de servicio y los controles necesarios para operar el LM6000 y para utilizar su energía a la salida del eje. Este conjunto solo debe instalarse en el emplazamiento del cliente y conectarse a las interfaces y servicios apropiados (combustible, eléctrico, etc.).

Los componentes típicos del conjunto incluyen:

- Base de la turbina de gas.
- Estructura de montaje.
- Caja de sonido.
- Sistemas de entrada y escape.
- Controles y sistemas eléctricos.
- Desagües y conductos de ventilación.
- Sistemas de combustible, lubricantes e hidráulicos.
- Sistemas de instrumentación y control de estado.
- Sistemas de refrigeración.
- Interfaces de transmisión delanteras y/o traseras.
- Sistemas de eliminación de ruido y emisiones.
- Cableado y tuberías de interconexión.
- Sistemas contra incendios y de seguridad.
- Sistemas anti-escarcha y lavado con agua.
- Compresor de descarga de aire de purga.



#### 5.1.4. ANÁLISIS DEL GAS COMBUSTIBLE E INSTALACIÓN DEL EQUIPO

Para que el sistema de bajas emisiones secas funcione correctamente, las entradas de valor de calentamiento inferior del gas (LHV) y de gravedad específica (SG) para el control de combustible deben estar dentro del 1.0 por ciento de los valores reales. Si las propiedades del gas suministrado fueran diferentes del valor anterior, se debe suministrar un equipo de análisis de gas para garantizar que el control de combustible reciba datos con la precisión suficiente para un correcto funcionamiento.

Al seleccionar e instalar el equipo de análisis de gas, se debe considerar el tiempo total de respuesta del sistema. Este se define como el tiempo que tarda la muestra de gas en llegar desde la línea de suministro principal hasta el equipo de análisis de gas, más el tiempo para que el LHV y el SG se ajusten en la entrada al control de combustible.

Para minimizar el tiempo total de respuesta del sistema, es necesario minimizar la masa de gas entre el punto de muestreo y el dispositivo de medición. Los elementos clave de esta instalación de análisis de gas son:

- 1) La ubicación del regulador de presión.
- 2) El volumen de gas en las líneas de suministro A y B.
- 3) Tiempo de actualización del equipo de análisis.

El elemento más importante en el diseño del trabajo de la tubería de muestreo es la ubicación del regulador de presión, que debe ubicarse lo más cerca posible de la línea principal del suministro de gas.

Para garantizar un muestreo de calidad de la línea, se debe instalar una sonda reguladora de presión en la línea principal del suministro. Los volúmenes para las líneas de suministro A y B deben mantenerse al mínimo ya que también afectan el tiempo total de respuesta del sistema.

Las siguientes recomendaciones proporcionan pautas para ayudar a cumplir con los requisitos de GE para los tiempos de actualización de LHV y SG.





- 1) Instalar un regulador de presión en forma de una sonda reguladora de presión ubicada dentro de la línea principal de suministro de gas. En ningún caso, el regulador debe ubicarse a más de 91,4 cm de la línea principal de suministro de gas. El regulador debe configurarse para mantener una presión en la línea B de aproximadamente 1.5 a 2.0 atmósferas (1.52 a 2.03 bar), o justo por encima de la presión mínima requerida por el equipo de análisis de gas.
- 2) Asegurarse de que el punto de muestreo de la línea A esté posicionado de modo que no se vea afectado por la estratificación del gas, la condensación o las capas límite.
- 3) Emplear tubos de diámetro interior de 3,18 mm para todas las líneas de muestra.
- 4) Ubicar el equipo de análisis de gas a no más de 4,6 m del regulador de presión.
- 5) Seleccionar el equipo de análisis de gas en función de los cambios esperados en las propiedades del gas y la instalación. Los datos recopilados del fabricante de equipos originales indican que los cromatógrafos de gases tienen tiempos de actualización entre 3 y 8 minutos. Los calorímetros de gas tienen tiempos de actualización entre 20 y 40 segundos.

Se debe calcular el tiempo total de respuesta del sistema. Las actualizaciones del control de combustible deben ser lo suficientemente frecuentes para adaptarse a la tasa de cambio de las propiedades del gas, de modo que la entrada de control se encuentre dentro del 1% de los valores reales durante la operación de estado estable y dentro del 3% de los valores reales durante los cambios en las propiedades del gas.



En el siguiente esquema se muestra el equipo típico de análisis de gas.

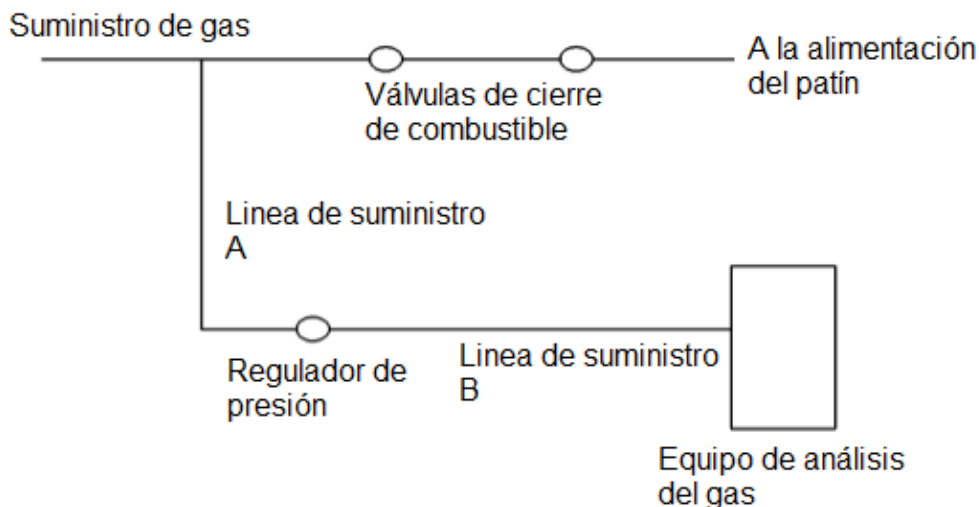


Figura 15: Instalación de equipos de análisis de gas: [Fuente: Manual General Electric]

#### 5.1.5. FLUJO DEL AIRE DE LA MÁQUINA

El aire ingresa a la turbina en la entrada del VIGV y pasa al LPC el cual comprime el aire en una proporción de aproximadamente 2.4: 1. El aire que sale del LPC se dirige al HPC y se regula a ralentí y baja potencia mediante válvulas de derivación variable (VBV) dispuestas en el paso de flujo entre los dos compresores.

El flujo de aire en el HPC de 14 etapas está regulado por VIGV y 5 etapas de paletas de estator variables (VSV). La relación de compresión HPC es de aproximadamente 12: 1. La descarga de HPC y el aire de purga de la etapa 8 se extraen, según sea necesario, para el control de emisiones. El aire de descarga del compresor se dirige luego a la sección del quemador.

El aire que entra en la cámara de combustión se mezcla con el combustible suministrado por los 75 premezcladores de aire / gas que se empaquetan en 30 módulos extraíbles externamente. La mezcla de combustible y aire se inflama mediante un encendedor que se desactiva una vez que la combustión se vuelve autosuficiente. A continuación, los gases calientes de la cámara de combustión pasan a la HPT e impulsan



el HPC. Los gases de escape salen del HPT e ingresan al LPT, que impulsa tanto la LPC como la carga de salida. Los gases de escape pasan a través del LPT y entran en el conducto de escape.

## 5.2. EQUIPO ESTÁNDAR Y OPCIONAL

La turbina de gas LM6000 PF viene completamente ensamblada con el siguiente equipo estándar instalado y probado en la fábrica:

- Sistema VIGV de una etapa o marco de entrada.
- LPC de 5 etapas.
- Colector de aire de bypass de descarga LPC y actuadores.
- HPC de 14 etapas.
- Combustor anular triple.
- Sistema de combustible (premezcladores, conectores, colectores y válvulas de estacionamiento).
- Válvula de purga de descarga del compresor de octava etapa.
- Sistema de encendido (encendedor y excitador).
- HPT de 2 etapas.
- LPT de 5 etapas.
- Adaptador de acoplamiento del eje de salida.
- Conjunto de AGB, caja de cambios transversal y accesorios.
- Conjunto de AGB, que consiste en la caja de engranajes de transferencia y el AGB.
- Bombas de alimentación y eliminación de lubricante impulsadas por AGB y tuberías de interconexión montadas en la turbina de gas.
- Muñones de montaje lateral delanteros.
- Horquillas de montaje traseras.
- Sistemas de control de geometría variable (VG) para VIGV, VBV y sistemas VSV.
- Sistema de balance de LP accionado hidráulicamente.



### 5.3. INSTRUMENTACIÓN ESTÁNDAR Y OPCIONAL

Para este modelo de turbina de gas, contamos con diferentes sensores para poder controlar los diferentes parámetros, como son la presión, temperatura y velocidad, por ejemplo.

Se suministran tomas de presión en los siguientes lugares para los sensores de presión suministrados por el fabricante:

- Línea de suministro de aceite lubricante.
- Línea de retorno del barrido de aceite lubricante.
- Presión estática de descarga de HPC (PS3) (2 ubicaciones).
- Presión de entrada de LPC (P2).
- Presión de entrada de HPC (P25).
- Presión estática de entrada de HPC (PS25 - Bastidor delantero).
- Presión total de entrada de LPT (P48).
- Presión de la cavidad de equilibrio de empuje.
- Tomas de entrada y salida de filtro de bomba VG.
- Referencia de presión del pistón de equilibrio.
- Presiones de suministro del colector de gas (GP3A, GP3B, GP3C, GP3E).

La turbina de gas LM6000 PF está equipada con los sensores estándar que se muestran en la tabla 1.

Los sensores opcionales se enumeran en la tabla 2.

Cantidad / Máquina	Descripción del parámetro / sensor
2	Sensores de velocidad del rotor alta presión (XN25) - tipo de captación magnética - ubicados en AGB.
2	Sensores de velocidad del rotor LPT (XNSD), tipo de captación magnética, ubicados en el bastidor trasero de la turbina
8	Sensores de temperatura de entrada de LPT (T48) - termopares KP / KN de elemento doble - ubicados en la caja de LPT.
2	Acelerómetros: ubicados en el bastidor trasero del compresor y en el bastidor trasero de la turbina.
7	Detectores de temperatura de resistencia (RTD, por sus siglas en inglés) - suministro de aceite de lubricación de elemento doble y barrido - ubicados en la línea de lubricación del motor (el RTD redundante de elemento doble es opcional).
3	Detectores de viruta - tipo de indicación remota - ubicados en el cárter de la caja de engranajes transversal (TGB), A, B, y líneas de eliminación de aceite de lubricación común (AGB, C-, D- y E chips detectores de viruta opcionales).
1	Sonda de presión de entrada de LPT (P48) - presión total - ubicada en la carcasa de LPT.
1	Sonda de temperatura de entrada y presión total (T2 / P2) de LPC - RTD de elemento doble y puerto de detección P2 - ubicado en la caja de VIGV (sonda redundante opcional).
1	Sonda de temperatura de entrada HPC y presión total (T25 / P25) - RTD de elemento doble y puerto de detección P25 - ubicado en el marco frontal (sonda redundante opcional).
2	Sensores de posición VSV - transformador diferencial variable lineal (LVDT) - ubicados en ambos actuadores VSV.
2	Sensores de posición VBV - LVDT - ubicados en dos de los actuadores.
2	Sensores de posición VIGV - LVDT - ubicados en ambos actuadores VIGV (solo en conjuntos VIGV).
2	Sensor de temperatura de descarga HPC (T3): termopar KP / KN



	de elemento doble montado en el bastidor trasero del compresor.
2*	Sensor de posición de la válvula de purga de la Etapa 8 - LVDT - ubicado en el actuador.
2*	Sensor de posición de la válvula de purga de descarga del compresor (CDP) - LVDT.
2*	Sensor de posición de la válvula de control del pistón de equilibrio - LVDT.
2*	Sensor acústico Combustor - ubicado en la caja de combustión.

\* Turbina de gas de escape montada.

*Tabla 1: Instrumentación estándar: [Fuente: Manual General Electric]*

Cantidad / Máquina	Descripción del parámetro / sensor
2	Acelerómetros: ubicados en el bastidor trasero del compresor (CRF) y en el bastidor trasero LPT.
7	RTD: suministro y eliminación de aceite lubricante de elemento doble, ubicados en la línea de lubricación del motor.
3	Detectores de viruta - tipo de indicación remota - ubicados en sumidero TGB, sumidero B, y líneas comunes de eliminación de aceite de lubricación - detectores de viruta AGB, C, D y E opcionales.
1	Sonda de temperatura de entrada y presión total (T2 / P2) de LPC - RTD de elemento doble y puerto de detección P2 - ubicado en la caja de VIGV.
1	Sonda de temperatura de entrada HPC y presión total (T25 / P25) - RTD de elemento doble y puerto de detección P25 - ubicado en el marco frontal.
2	Detectores de llama ultravioleta (UVFD) para detección de llama - montados en el bastidor trasero del compresor.

*Tabla 2: Instrumentación opcional.: [Fuente: Manual General Electric]*



## 6. METODOLOGÍA

Actualmente estamos en un mundo donde la sociedad está cada vez más concienciada con el medioambiente, preocupándose de los contaminantes que se emiten al planeta. Este pensamiento esta globalizado a todos los sectores, pero nosotros vamos a centrarnos en las emisiones de las turbinas de gas que es el tema que nos ocupa.

El interés mundial en las emisiones de turbinas de gas y la promulgación de regulaciones federales y estatales en los Estados Unidos, puesto que la empresa GE es estadounidense, ha dado lugar a numerosas solicitudes de información sobre las estimaciones de las emisiones de escape de las turbinas de gas y el efecto de los métodos de control de emisiones de escape en el rendimiento de las turbinas de gas.

En los apartados que veremos a continuación, haremos una recopilación de las estimaciones nominales de las emisiones de escape de las turbinas de gas existentes, así como estimaciones de emisiones para las modificaciones e incrementos que se pueden realizar en las turbinas de gas.

Hay diferentes métodos de control de emisiones y pueden ser implementados en el interior o en el exterior de la turbina de gas. Nos centraremos en los métodos internos de control de emisiones de la turbina, así como de los revestimientos de los extremos de la cabeza esbelta y la inyección de agua/vapor.

### 6.1. CARACTERÍSTICAS DE LAS EMISIONES DE LOS SISTEMAS DE COMBUSTIÓN CONVENCIONALES

Las emisiones de escape típicas de una turbina de gas se enumeran en la Tabla 3 en la que se distinguen dos categorías distintas.

Los elementos principales ( $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2O$  y  $O_2$ ) están presentes en concentraciones porcentuales.

Los elementos contaminantes menores tales como CO, UHC,  $NO_x$ ,  $SO_x$  y





partículas están presentes en concentraciones de partes por millón.

En general, dada la composición del combustible y las condiciones de operación de la máquina, se pueden calcular las composiciones de los elementos principales. En cuanto a los elementos menores, con la excepción de los óxidos de azufre totales, no se pueden calcular.

La caracterización de los contaminantes requiere una cuidadosa medición y análisis semi-teórico.

Los contaminantes mostrados en la Tabla 3 son una función de las condiciones de operación de la turbina de gas y la composición del combustible. En las siguientes secciones, cada contaminante se considerará como una función de las condiciones de operación bajo las amplias divisiones de combustibles gaseosos y líquidos.

Elementos principales	Concentración típica (% Volumen)	Fuente
Nitrógeno ( $N_2$ )	66-72	Aire de admisión
Oxígeno ( $O_2$ )	12-18	Aire de admisión
Dióxido de carbono ( $CO_2$ )	1-5	Oxidación del carbono combustible
Vapor de agua ( $H_2O$ )	1-5	Oxidación del hidrogeno combustible
Elementos contaminantes menores	Concentración típica (PPMV)	Fuente
Óxido nítrico (NO)	20-220	Oxidación del nitrógeno de la atmósfera
Dióxido de nitrógeno ( $NO_2$ )	2-20	Oxidación de nitrógeno orgánico unido a combustible
Monóxido de carbono (CO)	5-330	Oxidación incompleta del carbono combustible
Dióxido de azufre ( $SO_2$ )	Rastro-100	Oxidación de azufre orgánico ligado al combustible
Trióxido de azufre ( $SO_3$ )	Rastro-4	Oxidación de azufre orgánico ligado al combustible
Hidrocarburos no quemados (UHC)	5-300	Oxidación incompleta de combustible o intermedios
Partículas de humo	Rastro-25	Ingesta de admisión, ceniza de combustible, flujo de gas caliente

*Tabla 3. Emisiones de gases de escape de las turbinas que queman combustibles convencionales.: [Fuente: Manual General Electric]*



### 6.1.1. ÓXIDO DE NITRÓGENO

Cuando quemamos un hidrocarburo, uno de los productos resultantes son los óxidos de nitrógeno (  $NO_x = NO + NO_2$  ) los cuales podemos dividir en dos clases, de acuerdo con su mecanismo de formación.

Los óxidos de nitrógeno formados por la oxidación del nitrógeno libre en el aire de combustión o combustible se denominan “NOx térmicos”.

Son principalmente una función de la temperatura de la llama adiabática estequiométrica del combustible, que es la temperatura alcanzada al quemar una mezcla teóricamente correcta de combustible y aire en un recipiente aislado. El NOx térmico se produce como oxidación del nitrógeno (N<sub>2</sub>) contenido en el aire.

A continuación, se muestra es la relación entre las condiciones de operación de la cámara de combustión y la producción de NOx térmico:

- El NOx aumenta exponencialmente con la relación de combustible-aire o con la temperatura de inflamación.
- El NOx aumenta exponencialmente con la temperatura del aire de entrada del combustor.
- El NOx aumenta con la raíz cuadrada de la presión de entrada del combustor.
- El NOx aumenta al aumentar el tiempo de residencia en la zona de la llama.
- El NOx disminuye exponencialmente al aumentar la inyección de agua o vapor o al aumentar la humedad específica.

Las emisiones debidas a la oxidación del nitrógeno contenido orgánicamente en el combustible (nitrógeno unido al combustible (FBN)) se denominan “NOx orgánico”. Solo unas pocas partes por millón del nitrógeno libre disponible (casi todo el aire) se oxidan para formar óxido de nitrógeno, pero la oxidación de FBN a NOx es muy eficiente. Para los



sistemas de combustión convencionales de GE, la eficiencia de conversión de FBN en óxido de nitrógeno es del 100% a bajos contenidos de FBN. A niveles más altos de FBN, la eficiencia de conversión disminuye.

La formación de NOx orgánico es menos conocida que la formación de NOx térmico. Para los combustibles líquidos, la inyección de agua o vapor en realidad aumenta los rendimientos de NOx orgánico. La formación de NOx orgánico también se ve afectada por la temperatura de encendido de la turbina. La contribución del NOx orgánico es importante solo para los combustibles que contienen cantidades significativas de FBN, como aceites crudos o residuales.

Los combustibles gaseosos se clasifican generalmente de acuerdo con su valor calorífico volumétrico. Este valor es útil para calcular los caudales necesarios para una entrada de calor determinada, así como para dimensionar las boquillas de combustible, las cámaras de combustión y similares. Sin embargo, el parámetro más importante para caracterizar la emisión de NOx es la temperatura de la llama adiabática estequiométrica.

La Tabla 4 muestra la producción relativa de NOx térmico para la misma cámara de combustión que quema diferentes tipos de combustible.

Esta tabla muestra los NOx relativos al metano, NOx en función de la temperatura de la llama estequiométrica adiabática.

Combustible	Temperatura estequiométrica de la llama	NOx(ppmvd/ppmvw-Metano) 1765°F/963°C- 2020°F/1104°C Tiempo de cocción	NOx(ppmvd/ppmvw-Metano) @15% O2 1765°F/963°C- 2020°F/1104°C Tiempo de cocción
Metano	1.000	1.000/1.000	1.000/1.000
Propano	1.300	1.555/1.606	1.569/1.632
Butano	1.280	1.608/1.661	1.621/1.686
Hidrogeno	2.067	3.966/4.029	5.237/5.299
Monóxido de carbono	2.067	3.835/3.928	4.128/0.529
Metanol	0.417-0.617	0.489/0.501	0.516/0.529
No. 2 Aceite	1.667	1.567/1.647	1.524/1.614

*Tabla 4. Emisiones de NOx térmicas relativas. [Fuente: Manual General Electric]*

A continuación, vamos a realizar una comparativa en cuanto al rendimiento típico de NOx en 4 turbinas de gas diferentes, de la casa General Electric, MS7001EA, MS6001B, MS5001P y MS5001R, el combustible de gas natural y el destilado No. 2 que se muestran en las figuras siguientes, en función de la temperatura de inflamación. Los niveles de emisiones para el aceite de destilado No. 2 son una fracción casi constante de los del gas natural en el rango de operación de las temperaturas de entrada de la turbina. Para cualquier modelo dado de turbina de gas de trabajo pesado GE, el NOx se correlaciona muy bien con la temperatura de encendido.

Los gases bajos en Btu generalmente tienen temperaturas de llama inferiores a 3500°F / 1927°C y, en consecuencia, una menor producción de NOx térmico. Sin embargo, dependiendo del tren de limpieza de combustible y gas, estos gases pueden contener cantidades significativas de amoníaco. Este amoníaco actúa como FBN y se oxidará a NOx en un sistema de combustión por difusión convencional.

Las medidas de control de NO<sub>x</sub>, como la inyección de agua o la inyección de vapor, tendrán poco o ningún efecto sobre estas emisiones de NO<sub>x</sub> orgánico.

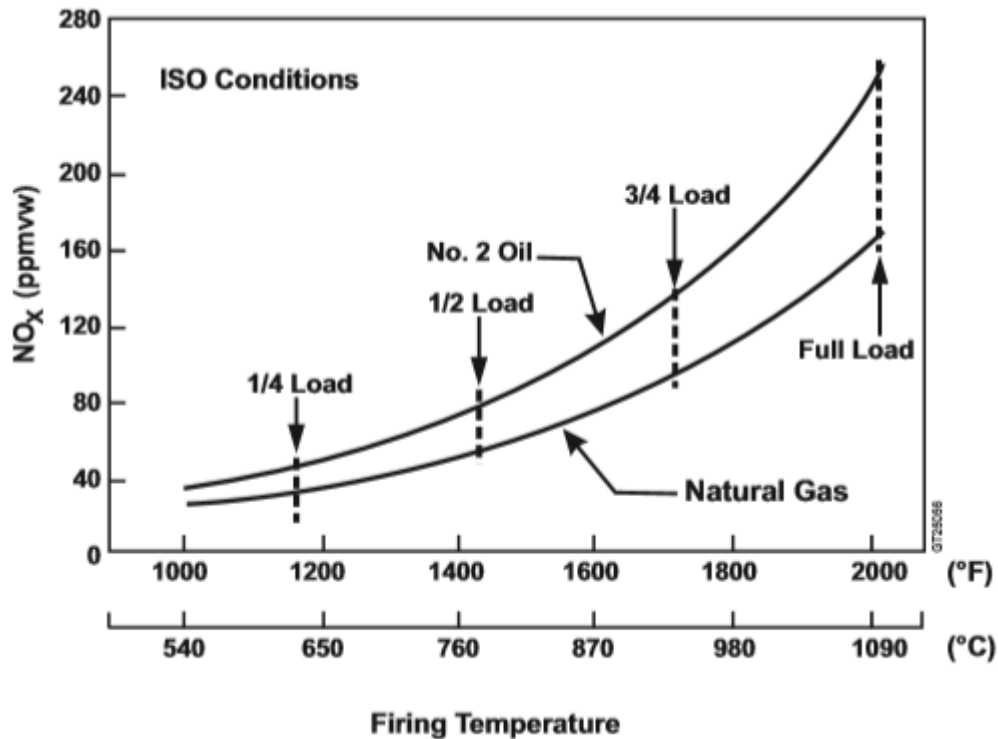


Figura 16: Emisiones de NO<sub>x</sub> MS7001EA. [Fuente: Manual General Electric]

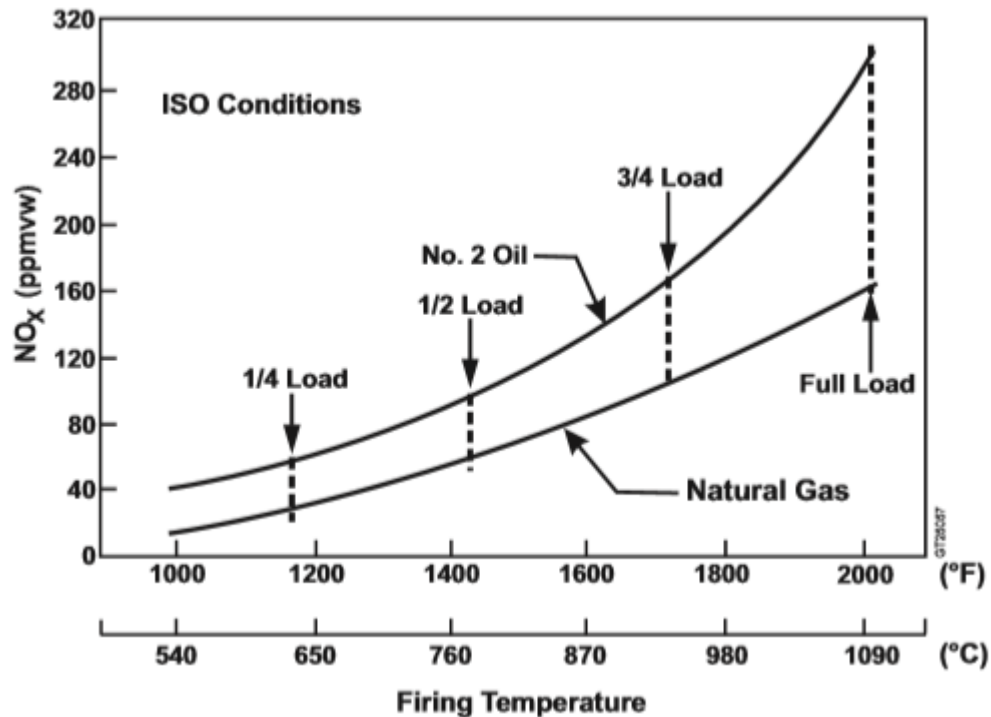


Figura 17: Emisiones de NO<sub>x</sub> MS6001B. [Fuente: Manual General Electric]

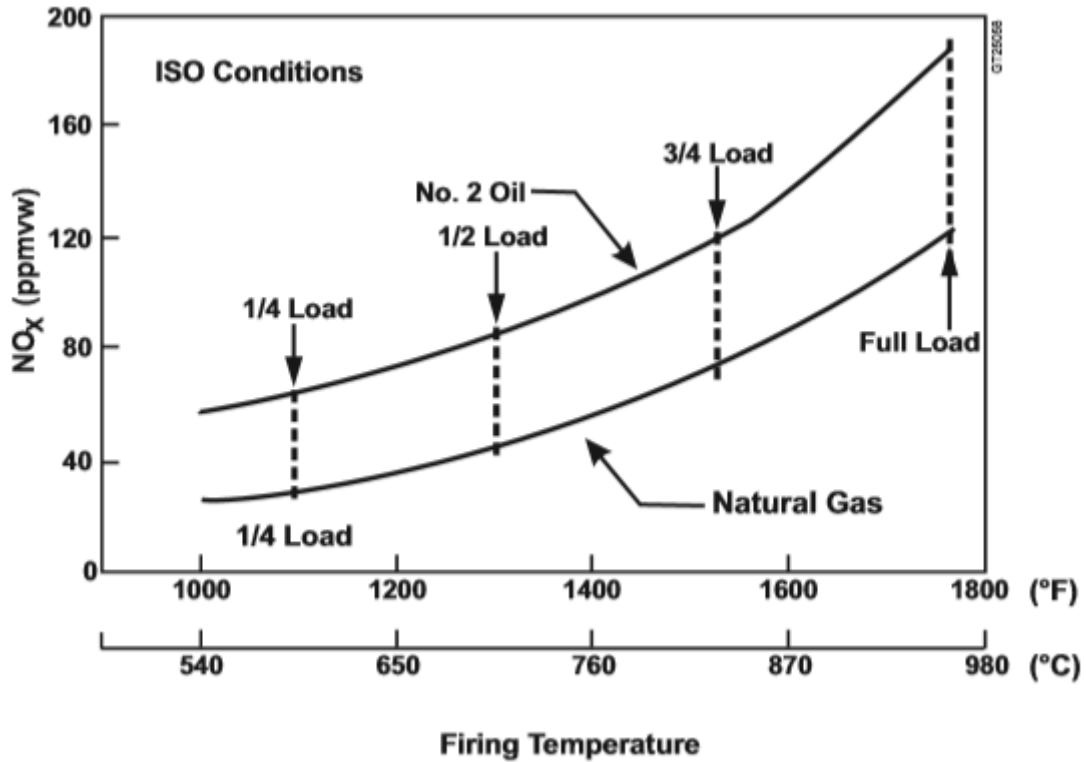


Figura 18: Emisiones de NO<sub>x</sub> A / T de MS5001P. [Fuente: Manual General Electric]

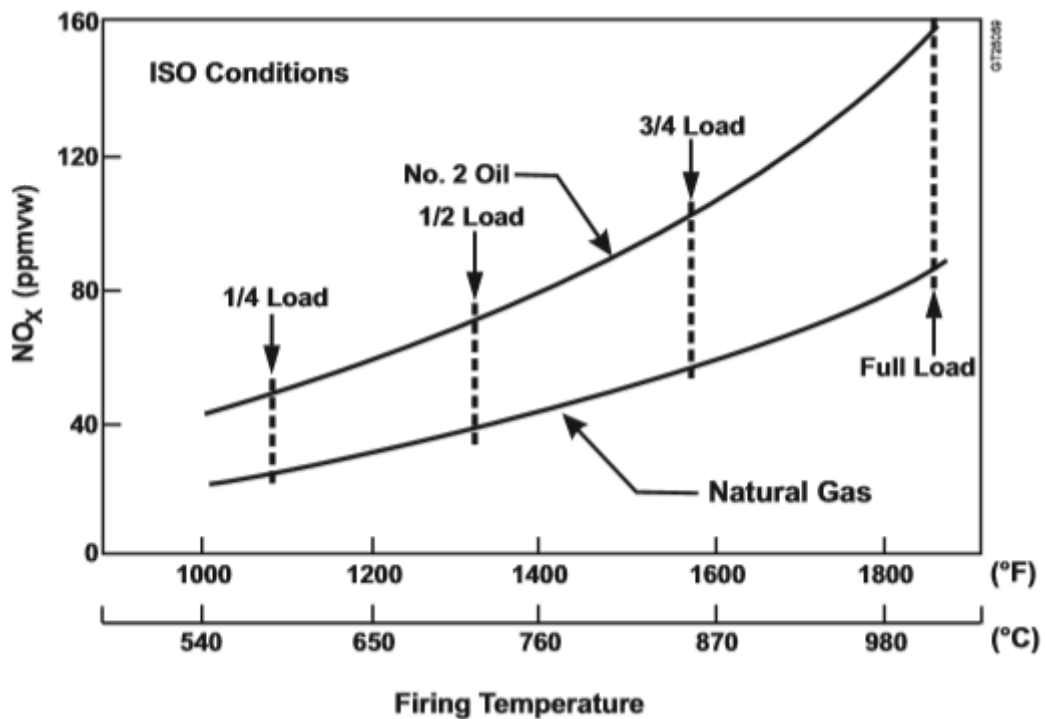


Figura 19: Emisiones de NO<sub>x</sub> MS5001R A / T. [Fuente: Manual General Electric]

### 6.1.2. MONÓXIDO DE CARBONO

Las emisiones de monóxido de carbono (CO) para una turbina de gas convencional son menos de 10 ppmvd (partes por millón en volumen seco), a muy bajas cargas para un funcionamiento estable.

Durante la ignición y la aceleración, puede haber niveles de emisión transitoria más altos que los que reflejamos en estos apartados. Sin embargo, debido a la secuencia de carga muy corta de las turbinas de gas, estos niveles hacen una contribución insignificante a las emisiones integradas. La Figura 20 muestra las emisiones típicas de CO de una turbina MS7001EA, representada en función de la temperatura de disparo. A medida que la temperatura de inflamación se reduce por debajo de aproximadamente 1500°F / 816°C, las emisiones de monóxido de carbono aumentan rápidamente.

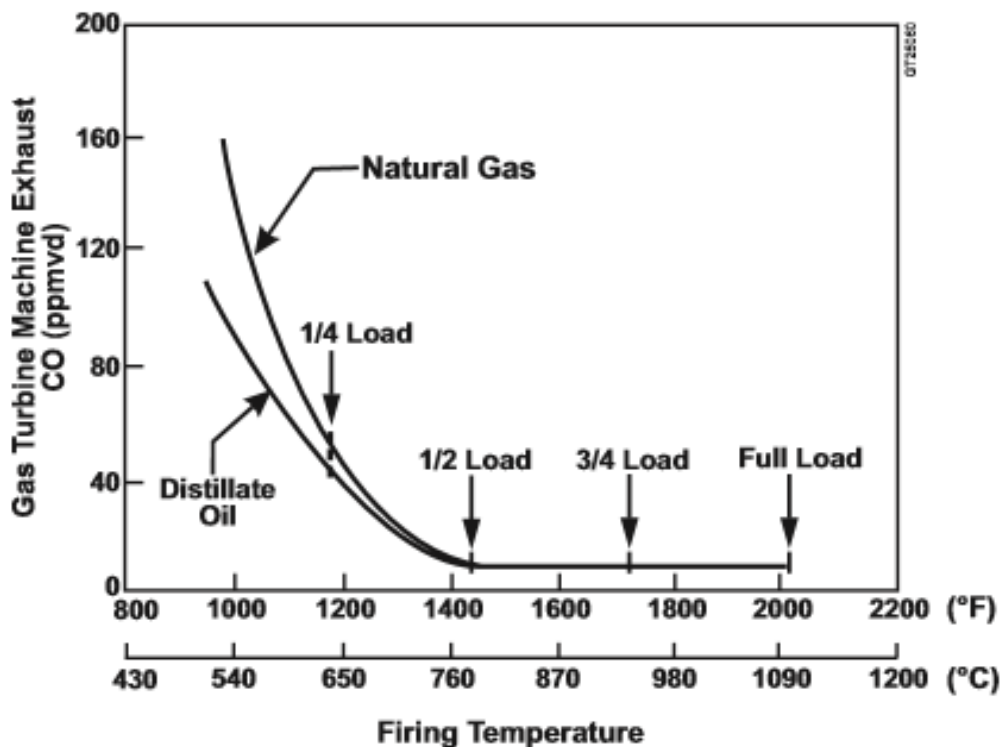


Figura 20: Emisiones de CO para MS7001EA. [Fuente: Manual General Electric]



### 6.1.3. HIDROCARBUROS NO QUEMADOS

Los hidrocarburos no quemados (UHC), están asociados con la ineficiencia de la combustión. Cuando se representan en función de la temperatura de ignición, las emisiones de las cámaras de combustión de la turbinas de gas muestran el mismo tipo de curva hiperbólica que el monóxido de carbono (figura 21). En todos los casos, excepto en cargas muy bajas, los niveles de emisión de UHC para el destilado No. 2 y el gas natural son menos de 7 ppmvw (partes por millón en volumen húmedo).

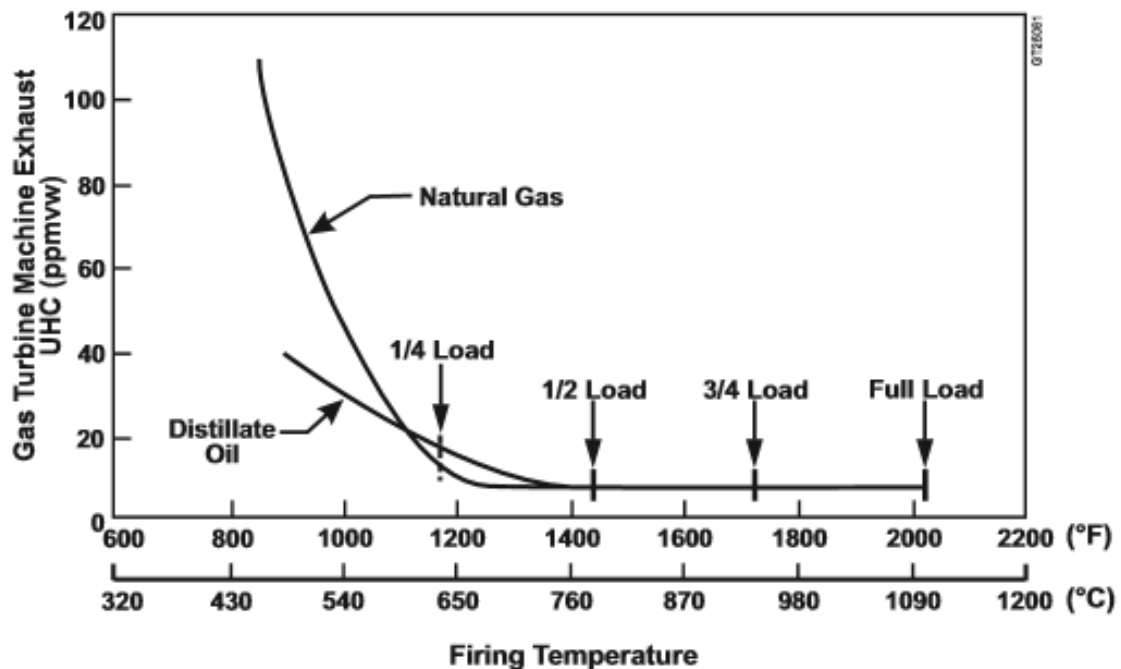


Figura 21: Emisiones UHC para MS7001EA. [Fuente: Manual General Electric]



#### 6.1.4. ÓXIDOS DE AZUFRE

La fuente más común de azufre en la turbina de gas es a través del combustible. Debido a los últimos recubrimientos de la ruta del gas caliente, la turbina de gas quemará fácilmente el azufre contenido en el combustible con poco o ningún efecto adverso, siempre que no haya metales alcalinos presentes en el gas caliente.

La experiencia de GE ha demostrado que el azufre en el combustible se convierte completamente en óxidos de azufre. Una estimación nominal de las emisiones de óxidos de azufre se calcula asumiendo que todo el azufre del combustible se convierte en  $SO_2$ .

Sin embargo, las emisiones de óxido de azufre están en forma de  $SO_2$  y  $SO_3$ . Las mediciones muestran que la relación de  $SO_3$  a  $SO_2$  varía. Para el informe de emisiones, GE informa que el 95% del azufre en la turbina se convierte en  $SO_2$  en el escape. El azufre restante se convierte en  $SO_3$ .

El  $SO_3$  se combina con vapor de agua en el escape para formar ácido sulfúrico.

Adicionalmente, se estima que el 10% en peso del SOx generado es niebla de azufre. Al utilizar las relaciones anteriores, las diversas emisiones de óxido de azufre se pueden calcular fácilmente a partir del caudal de combustible y el contenido de azufre del combustible como se muestra en la Figura 22.

El control de las emisiones de óxidos de azufre ha requerido típicamente limitar el contenido de azufre del combustible, ya sea mediante una selección de combustible con menos azufre o una mezcla de combustible con bajo contenido de azufre.

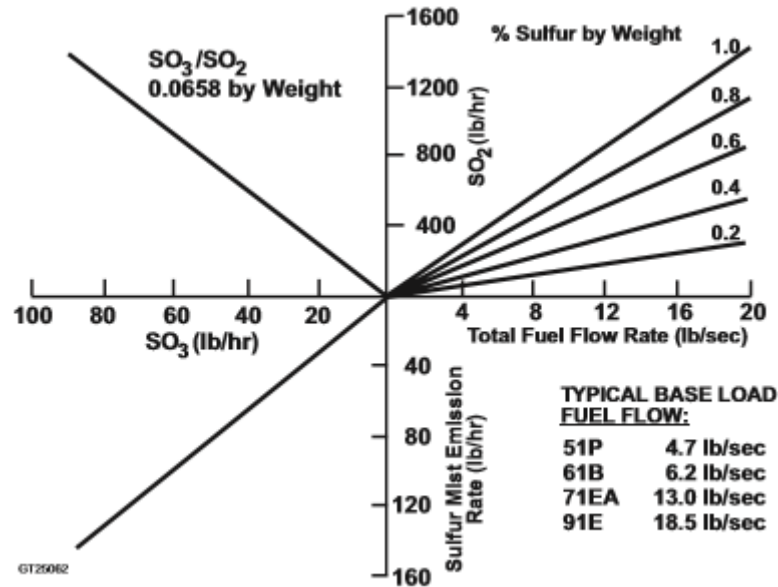


Figura 22: Emisiones calculadas de óxidos de azufre. [Fuente: Manual General Electric]

#### 6.1.5. PARTÍCULAS Y HUMO

Las tasas de emisión de partículas del escape de la turbina de gas están influenciadas por el diseño del sistema de combustión, las propiedades del combustible y las condiciones de operación de la cámara de combustión. Los principales componentes de las partículas son humo, cenizas, productos no combustibles ambientales y productos de erosión y corrosión.

El humo es la porción visible del material particulado filtrable. El diseño de la cámara de combustión combinado con la atomización de aire de los combustibles líquidos ha dado lugar a un humo no visible en el rango de carga de la turbina de gas para una amplia variedad de combustibles. La unidad de medición de humo de GE es el número de humo reflectivo de la marca Von (GEVBRN). Si este número es mayor que 93 a 95 para la MS7001E, la columna no será visible. Para los combustibles líquidos, el GEVBRN es una función del contenido de hidrógeno del combustible. Para el combustible de gas natural, el número de humo es esencialmente de 99 a 100 en el rango de carga y no hay humo visible.



## 6.2. OTRAS INFLUENCIAS DE NO<sub>x</sub>

Los factores externos a la turbina de gas que afectan la formación de emisiones de NO<sub>x</sub> en el ciclo de la turbina de gas los veremos en esta sección.

En las figuras que veremos más adelante, el NO<sub>x</sub> se presenta como un valor porcentual donde el 100% representa el valor térmico de NO<sub>x</sub> ISO para la turbina que opera en el control de temperatura base. Para todas las figuras, las curvas dibujadas representan una única línea de "mejor ajuste" a través de las características calculadas para las turbinas de gas de las figuras 16, 17, 18 y 19.

Sin embargo, la forma de las características que se muestran es la misma para todas las turbinas.

Los factores externos que vamos a considerar son:

### **Presión ambiental**

Las emisiones de NO<sub>x</sub> (ppm) varían casi directamente con la presión ambiental. La Figura 23 proporciona una aproximación del efecto de la presión ambiental en la producción de NO<sub>x</sub> en base a lb/hora y en ppmvd a 15% de O<sub>2</sub>. Esta cifra está en constante 60% de humedad relativa. Se debe tener en cuenta que la humedad específica varía con la presión ambiental y lo cual tenemos en cuenta también en la Figura 23.

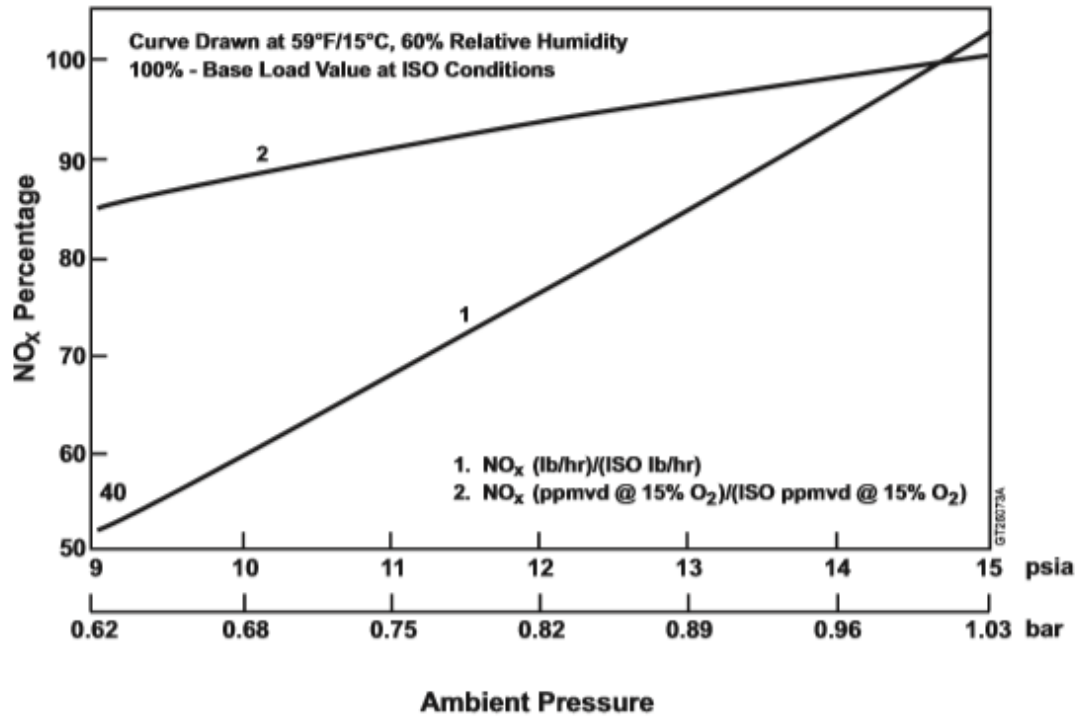


Figura 23: Efecto de la presión ambiental en los marcos NO<sub>x</sub> 16, 17, 18 y 19.  
[Fuente: Manual General Electric]

### Temperatura ambiente

La variación típica de las emisiones de NO<sub>x</sub> con la temperatura ambiente se muestra en la Figura 24. Esta figura se dibuja a una presión ambiente constante y con una humedad relativa del 60% con la turbina de gas en funcionamiento a la temperatura constante de encendido.

Para una turbina en funcionamiento, la característica real de NO<sub>x</sub> está directamente influenciada por la curva de control de la temperatura de escape del sistema de control, que puede cambiar la pendiente de las curvas. La típica curva de control de la temperatura de escape está diseñada para mantener la temperatura constante de encendido de la turbina en el rango de temperatura ambiente de 59°F / 15°C a 90°F / 32°C. La temperatura de inflamación con esta curva típica provoca una infrautilización de aproximadamente 20°F/11°C a 0°F/-18°C ambiente, y una infrautilización de aproximadamente 10°F / 6°C a 120°F / 49°C ambiente.



En función de la curva de control de la temperatura de escape de la turbina real utilizada y otras limitaciones potenciales que reducen la temperatura de encendido, las emisiones de NO<sub>x</sub> estimadas para una turbina de gas en funcionamiento suelen ser menores que los valores que se muestran en la Figura 24 en ambientes tanto altos como bajos.

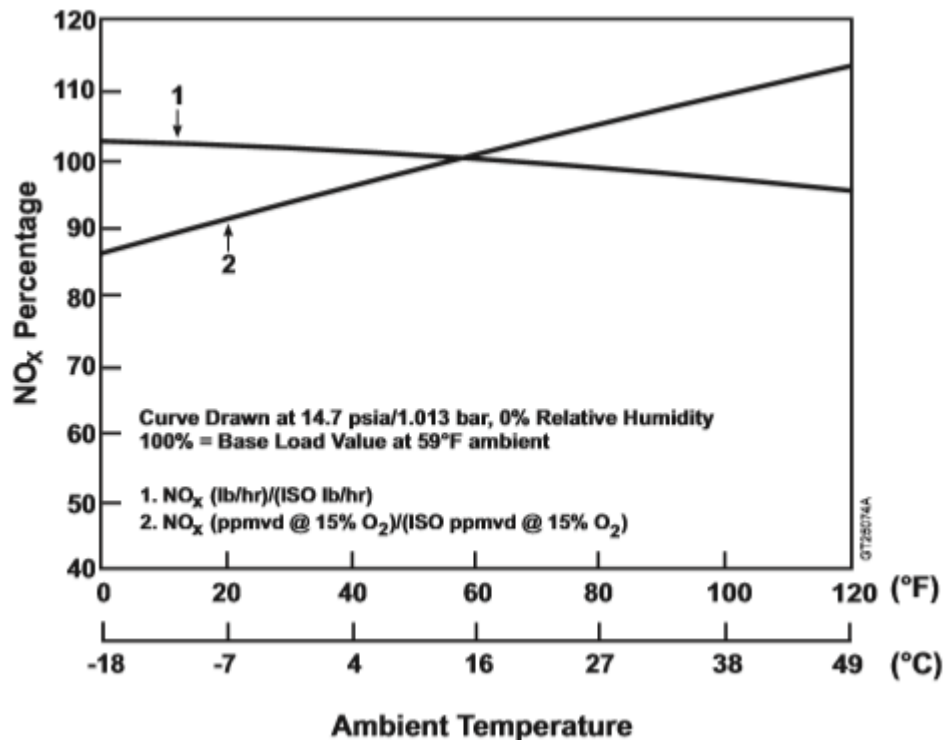


Figura 24: Efecto de la temperatura ambiente en los marcos NO<sub>x</sub> 16, 17, 18 y 19 0% de humedad relativa. [Fuente: Manual General Electric].

### Humedad relativa

Este parámetro tiene un impacto muy fuerte en el NO<sub>x</sub>. El efecto de la humedad relativa del ambiente en la producción de NO<sub>x</sub> a una presión ambiente constante de 14.7 psia y temperaturas ambiente de 59°F/15°C y 90°F/32°C se muestra en la Figura 25.

El impacto de otros parámetros como las caídas de presión de entrada/escape, las características del regenerador, los enfriadores evaporativos/entrada, etc., son similares a los efectos de parámetros ambientales descritos anteriormente.

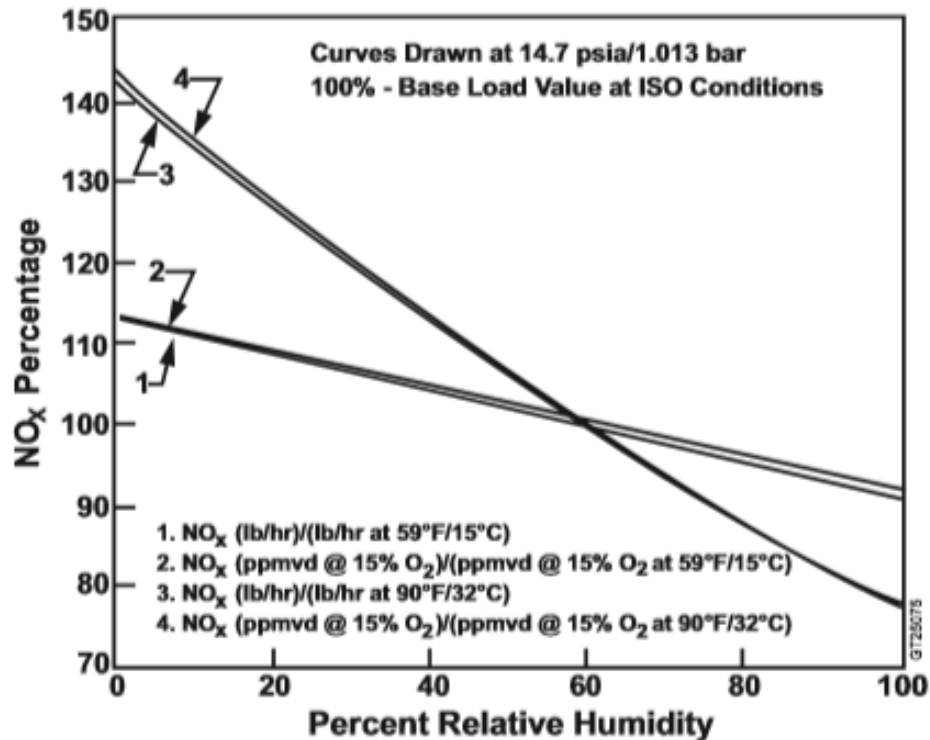


Figura 25: Efecto de la humedad relativa en los marcos  $\text{NO}_x$  16, 17, 18 y 19.  
[Fuente: Manual General Electric]

### Aumento de potencia de inyección de vapor

El efecto del aumento de potencia de inyección de vapor sobre las emisiones de  $\text{NO}_x$  de la turbina de gas es similar a la inyección de vapor de  $\text{NO}_x$  en ppmvw y lb/hora. Sin embargo, solo aproximadamente el 30% del vapor de aumento de potencia inyectado participa en la reducción de  $\text{NO}_x$ . El vapor restante fluye a través de los orificios de dilución aguas abajo del área de producción de  $\text{NO}_x$  de la cámara de combustión. El 100% del aumento de potencia de vapor inyectado se utiliza en la conversión de ppmvw a ppmvd @ 15%  $\text{O}_2$ .





### 6.3. HARDWARE DE INYECCIÓN DE AGUA/VAPOR

La inyección de agua o vapor en el área de la boquilla de combustible / tapa de combustión ha sido el método principal de reducción y control de NOx en las turbinas de gas de alto rendimiento de GE desde principios de los años setenta. Ambos métodos de inyección de agua/vapor para el control del NOx, requieren un controlador de microprocesador, por lo que las turbinas con controles más antiguos deben tener su sistema de control actualizado a la conversión de los controles Mark V o Mark VI SPEEDTRONIC™.

El sistema de control para ambos métodos de inyección de control de NOx utiliza la filosofía estándar de control de la turbina de gas de GE de dos métodos independientes para cerrar el flujo de inyección.

El sistema de inyección de agua NOx se muestra esquemáticamente en la Figura 26 y consta de una bomba y filtro de agua, medidores de flujo de agua, válvulas de control de flujo y de detención de agua. Este material se suministra en un patín de aproximadamente 3 x 6 metros de tamaño para el montaje in situ de la turbina.

El agua del patín se canaliza a la base de la turbina, donde se distribuye a cada una de las boquillas de combustible usando rodetes. La inyección de agua en la cámara de combustión es a través de orificios en el conjunto de la boquilla de combustible. Un conjunto típico de boquilla de combustible para inyección de agua se muestra esquemáticamente en la Figura 27. Para este diseño de boquilla, hay ocho o doce boquillas de rociado de agua que dirigen el rociado de inyección de agua hacia el remolino de la punta de la boquilla de combustible. Si bien este diseño es bastante efectivo para controlar las emisiones de NOx, el rociado de agua tiene una tendencia a impactar en el remolino de la punta de la boquilla y en el conjunto de la tapa del forro.

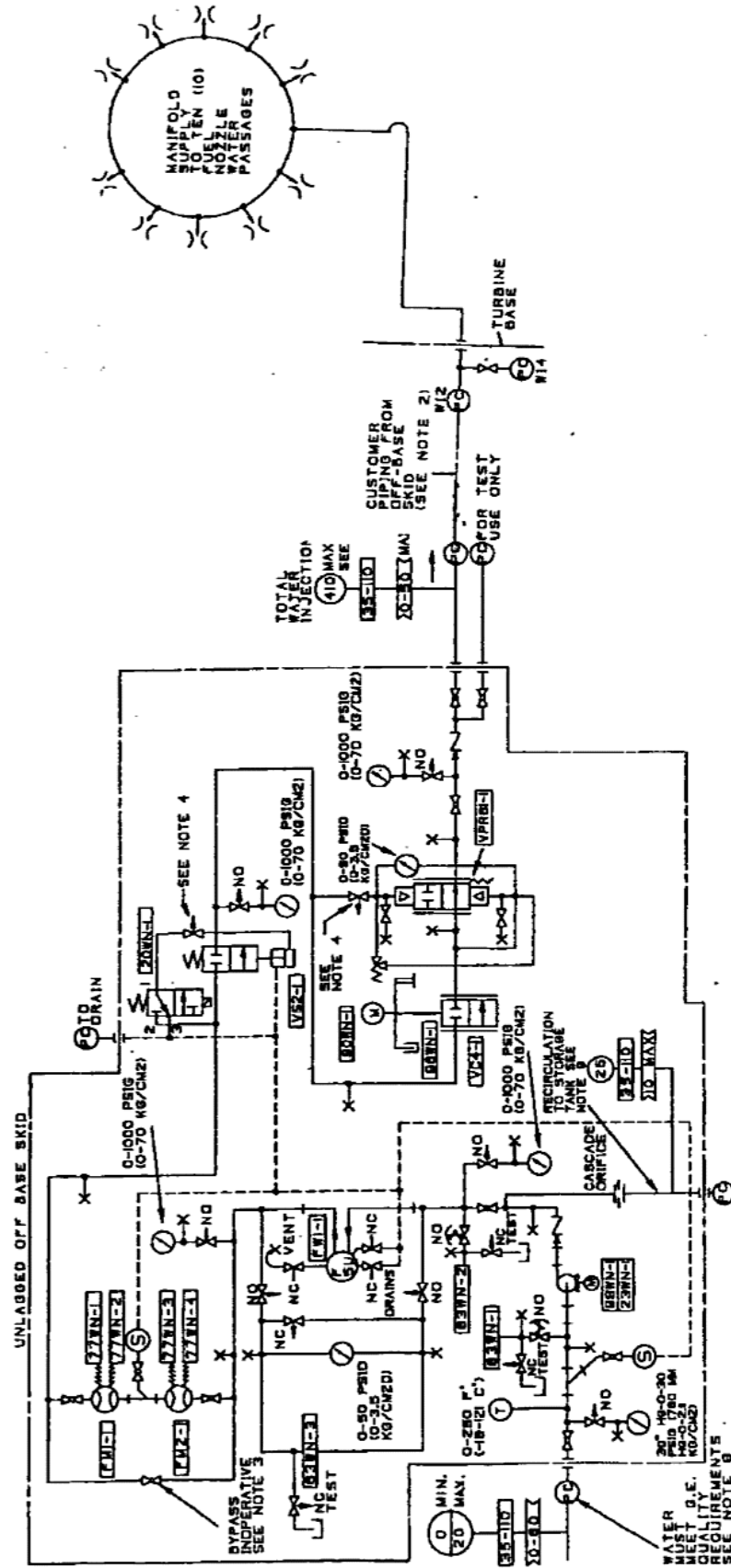
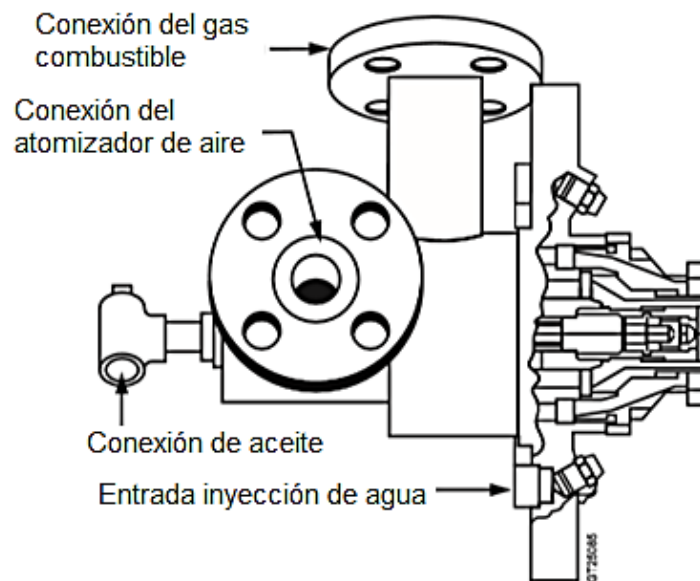
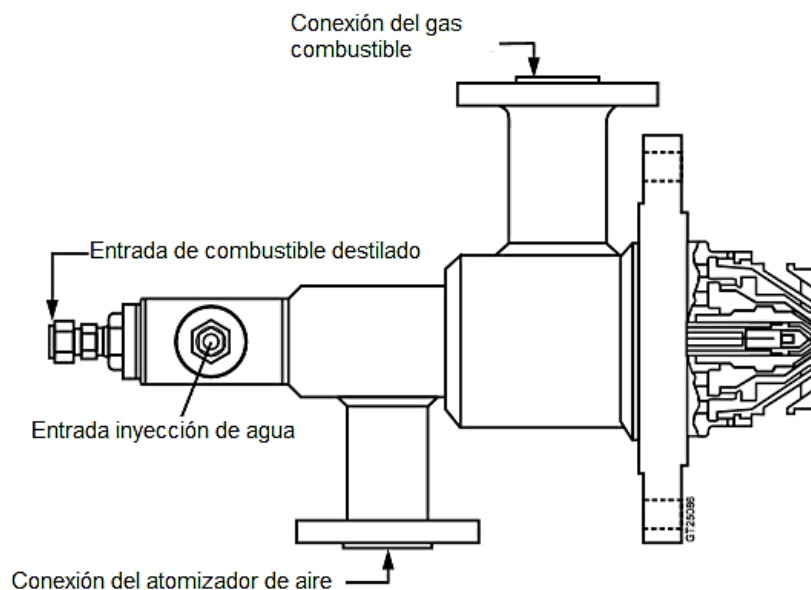


Figura 26: Tubería esquemática - sistema de inyección de agua. [Fuente: Manual General Electric]



*Figura 27: Conjunto de boquilla de combustible de inyección de agua. [Fuente: Manual General Electric]*

La inyección de agua puede provocar un esfuerzo térmico, pudiendo aparecer grietas, lo que limita las inspecciones a 8000 horas o menos. Para eliminar este agrietamiento, la boquilla de combustible con inyección de agua de diseño más reciente es la boquilla de combustible de carga de recámara la cual podemos ver en la Figura 28.



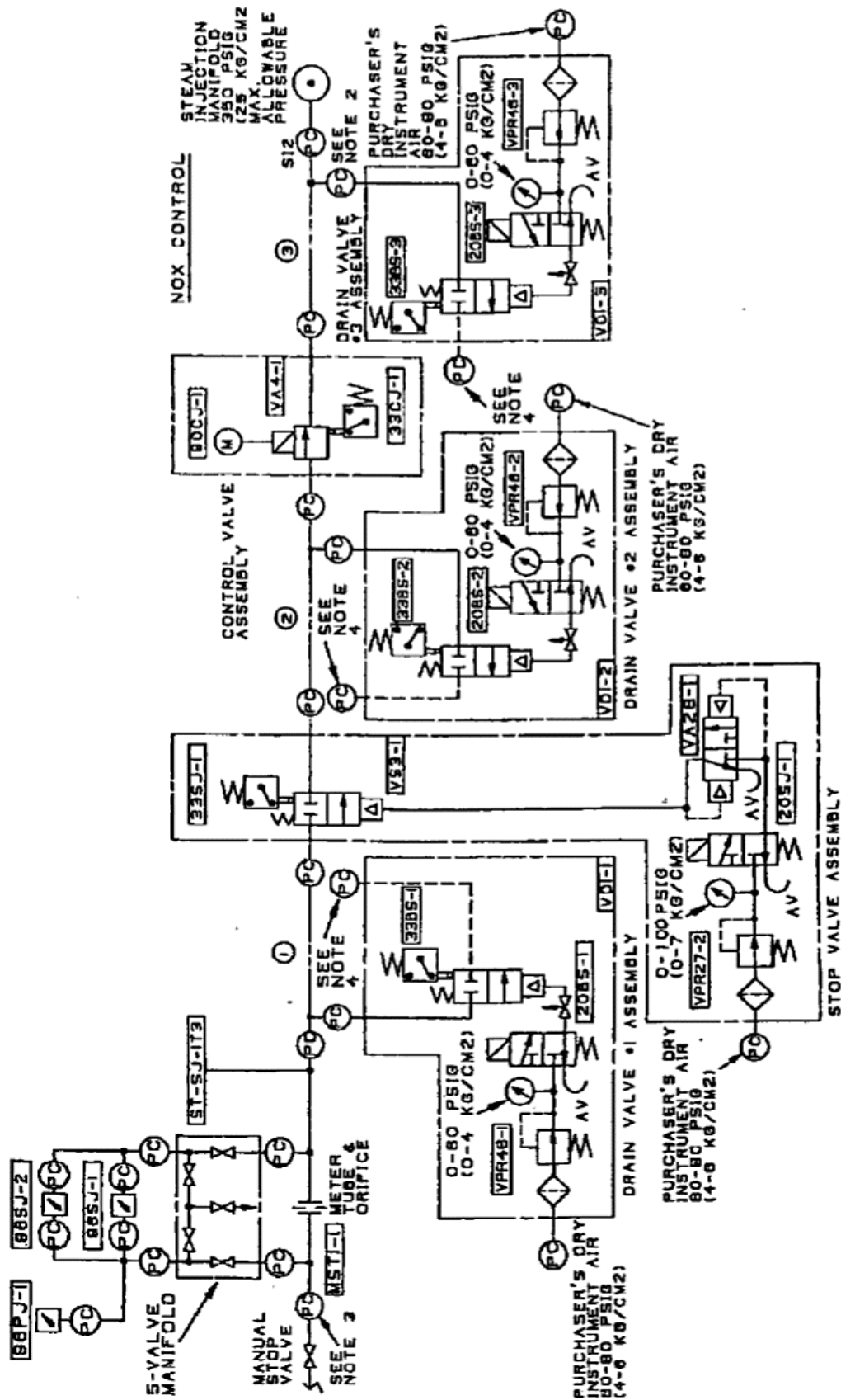
*Figura 28: Conjunto de boquilla de combustible de carga de recámara. [Fuente: Manual General Electric]*



En este diseño, el agua se inyecta a través de un pasaje central de la boquilla de combustible, inyectando el flujo de agua directamente en la llama del quemador. Debido a que el rociador de inyección de agua no incide en el remolino de la boquilla de combustible ni en el conjunto de la chimenea de combustión, el diseño de la boquilla de la recámara de combustible da lugar a un menor mantenimiento e intervalos de inspección de la combustión más largos para aplicaciones de inyección de agua NO<sub>x</sub>.

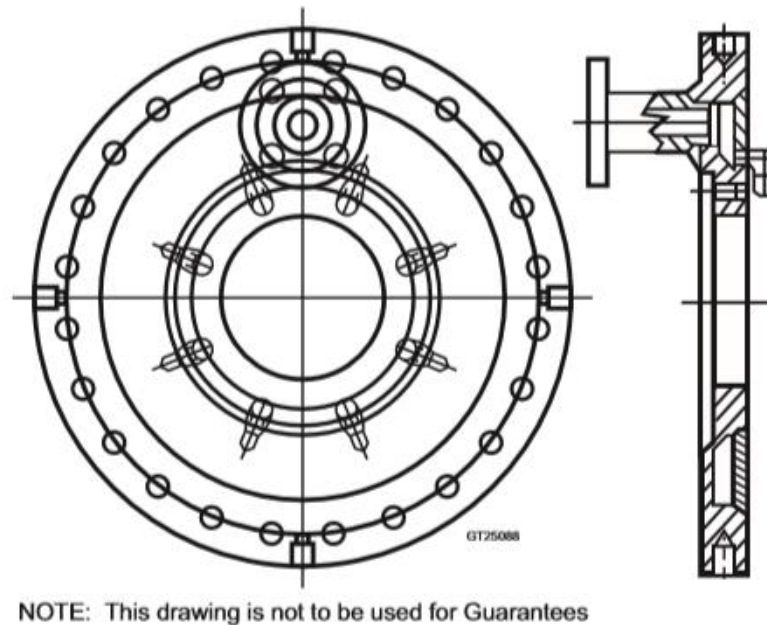
El sistema de inyección de vapor de NO<sub>x</sub> se muestra esquemáticamente en la Figura 29 y consiste en un medidor de flujo de vapor, una válvula de control de vapor, una válvula de cierre de vapor y válvulas de purga de vapor. Este material se tiene que montar cerca de la base de la turbina.

El flujo de inyección de vapor se dirige al colector en la base de la turbina. Los cables flexibles se utilizan para conectar el colector de vapor a cada cámara de combustión. La inyección de vapor en la cámara de combustión se realiza a través de orificios mecanizados en la tapa de combustión.



*Figura 29: Tubería esquemática - sistema de inyección de vapor. [Fuente: Manual General Electric]*

En la Figura 30 se muestra una cubierta de combustión de inyección de vapor típica con el paso de inyección de vapor mecanizado y las boquillas de inyección de vapor.



*Figura 30: Cubierta de combustión - inyección de vapor. [Fuente: Manual General Electric]*

La calidad del agua es muy importante cuando se inyecta en la turbina de gas debido a posibles problemas que puede ocasionar como la corrosión de la ruta del gas caliente y los efectos en el equipo de control de inyección. El agua o el vapor inyectados deben estar limpios y libres de impurezas y sólidos. Los requisitos generales de la calidad del agua o vapor inyectados se muestran en la Tabla 5.

Las impurezas totales en la turbina de gas son el total del aire ambiental, el combustible y el agua o vapor inyectados. El requisito de impurezas totales puede disminuir los requisitos de calidad de inyección de agua o vapor. Es importante tener en cuenta que el requisito de impurezas totales se proporciona en relación con el flujo de combustible de entrada.

<b>CALIDAD AGUA / VAPOR</b>	
Sólidos Disueltos Totales Metales traza totales. (Sodio + Potasio + Vanadio + Plomo) pH  NOTA: Los requisitos de calidad generalmente se pueden satisfacer con agua desmineralizada.	5.0 ppm Max 0.5 ppm Max 6.5 - 7.5
<b>LÍMITES TOTALES EN TODAS LAS FUENTES (combustible, vapor, agua, aire)</b>	Max. Concentración equivalente (ppm - peso)
Contaminante	
Sodio + Potasio	1.0
Plomo	1.0
Vanadio	0.5
Calcio	2.0

*Tabla 5: Requisitos de calidad de inyección de agua o vapor. [Fuente: Manual General Electric]*

#### 6.4. EFECTOS DE RENDIMIENTO

Como se mencionó anteriormente, el control de NO<sub>x</sub> puede afectar la temperatura de encendido de la turbina y provocar cambios en la salida de la turbina de gas. Además, la inyección de agua o vapor también afecta la salida de la turbina de gas, la tasa de calor y la temperatura de escape.

La Figura 31 muestra el impacto de la inyección de NO<sub>x</sub> en estos parámetros de la turbina de gas cuando funciona con carga base para todas las turbinas de gas con diseño de eje único. Se ha de tener en cuenta que la tasa de inyección se muestra como un porcentaje del flujo de aire de entrada del compresor de la turbina de gas en función del peso. El cambio en la salida y la tasa de calor se muestra en porcentaje, mientras que la temperatura del escape se muestra en grados F. En la Figura 31 podemos observar que la salida de la turbina aumenta cuando se usa la inyección. El equipo de carga de la turbina de gas también debe ser capaz de aumentar esta salida o se deben hacer cambios de control para reducir la salida de la turbina de gas.



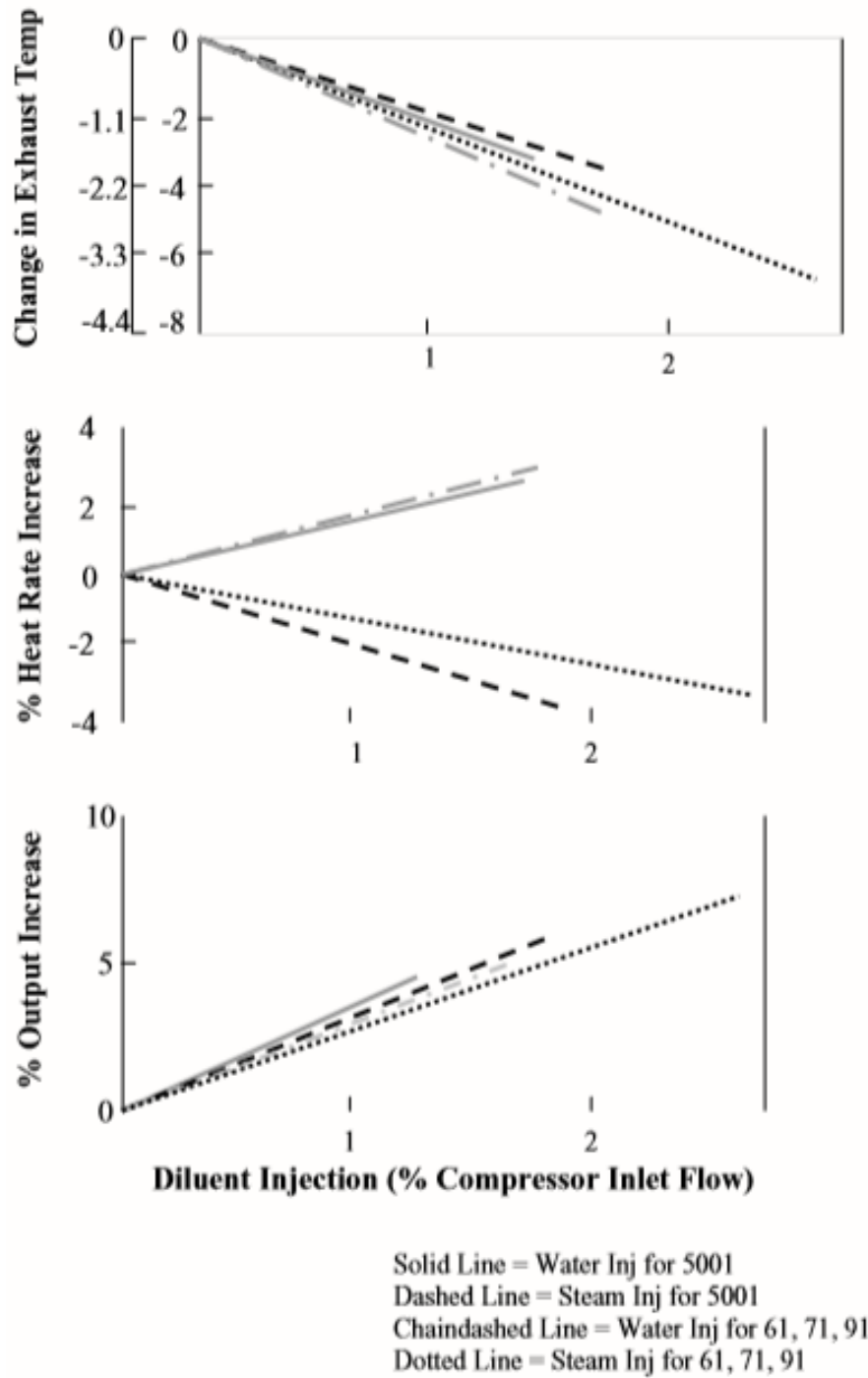


Figura 31: Efectos de rendimiento vs. inyección de diluyente. [Fuente: Manual General Electric]



## 7. TÉCNICAS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES

La turbina de gas, en general, emite una baja cantidad de contaminantes porque el combustible se quema con un exceso de aire suficiente para garantizar una combustión completa, excepto en las condiciones de carga mínima o durante el arranque. Las emisiones de gases de escape de interés y las técnicas de control de emisiones se pueden dividir en varias categorías, como se muestra en la Tabla 6.

<b>NO<sub>x</sub></b>	Camisa de combustión de final de cabeza inclinada (LHE) Inyección de agua o vapor Combustores Secos Bajos en NO <sub>x</sub>
<b>CO</b>	Diseño de Combustor Reducción catalítica
<b>UHC &amp; Compuestos orgánicos volátiles</b>	Diseño de Combustor
<b>SO<sub>x</sub></b>	Control de azufre en combustible
<b>Partículas &amp; PM-10</b>	Composición del combustible
<b>Reducción de humo</b>	Diseño de Combustor - Composición del combustible - Atomización del aire.
<b>Reducción de partículas</b>	Composición del combustible - Azufre - Ceniza

Tabla 6: Técnicas de control de emisiones. [Fuente: Manual General Electric]

### 7.1. REDUCCIÓN DE LOS ÓXIDOS DE NITRÓGENO

El mecanismo sobre la producción de NO<sub>x</sub> térmico fue postulado por primera vez por Zeldovich y lo podemos ver reflejado en la Figura 32. Muestra la temperatura de la llama del destilado en función de la relación de equivalencia. Esta relación es una medida de la relación de combustible-aire en la cámara de combustión normalizada por la relación

estequiométrica de combustible-aire.

En la relación de equivalencia de unidad, se alcanzan las condiciones estequiométricas y la temperatura de la llama es más alta en este punto.

En relaciones de equivalencia menores a 1, tenemos un quemador "pobre".

En los valores superiores a 1, la cámara de combustión es "rica".

Todas las cámaras de combustión de las turbinas de gas están diseñadas para funcionar en la región pobre. La Figura 32 muestra que la producción de NO<sub>x</sub> térmico aumenta muy rápidamente a medida que se alcanza la temperatura de la llama estequiométrica. Lejos de este punto, la producción de NO<sub>x</sub> térmico disminuye rápidamente. Esta teoría proporciona entonces el mecanismo de control térmico de NO<sub>x</sub>. En un quemador de llama por difusión, la principal forma de controlar los NO<sub>x</sub> térmicos es reducir la temperatura de la llama.

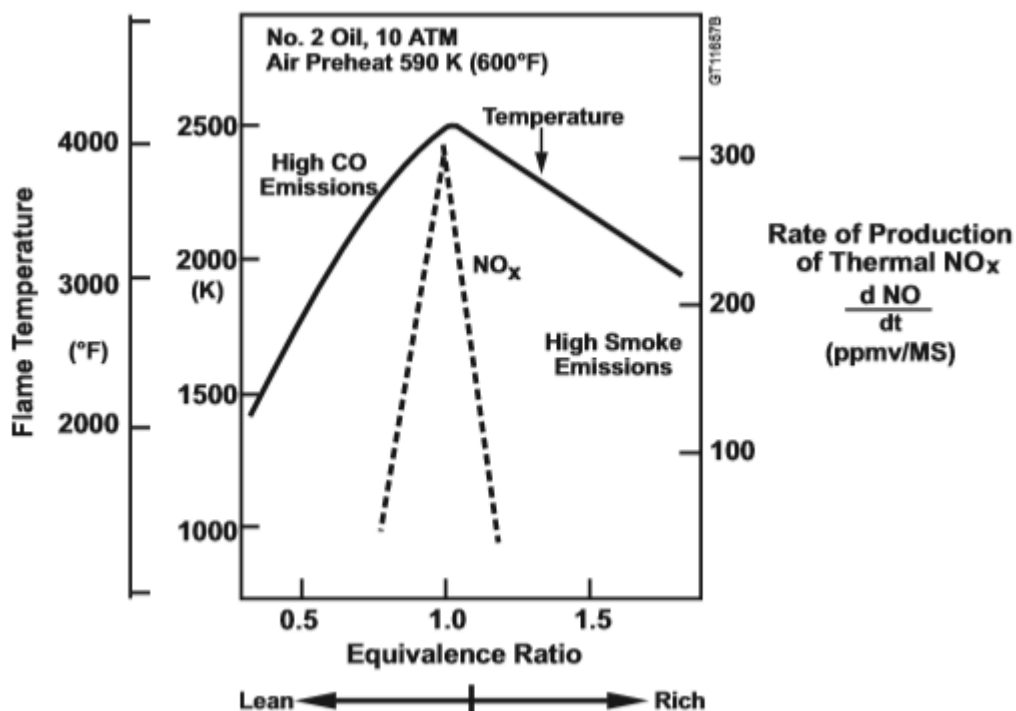


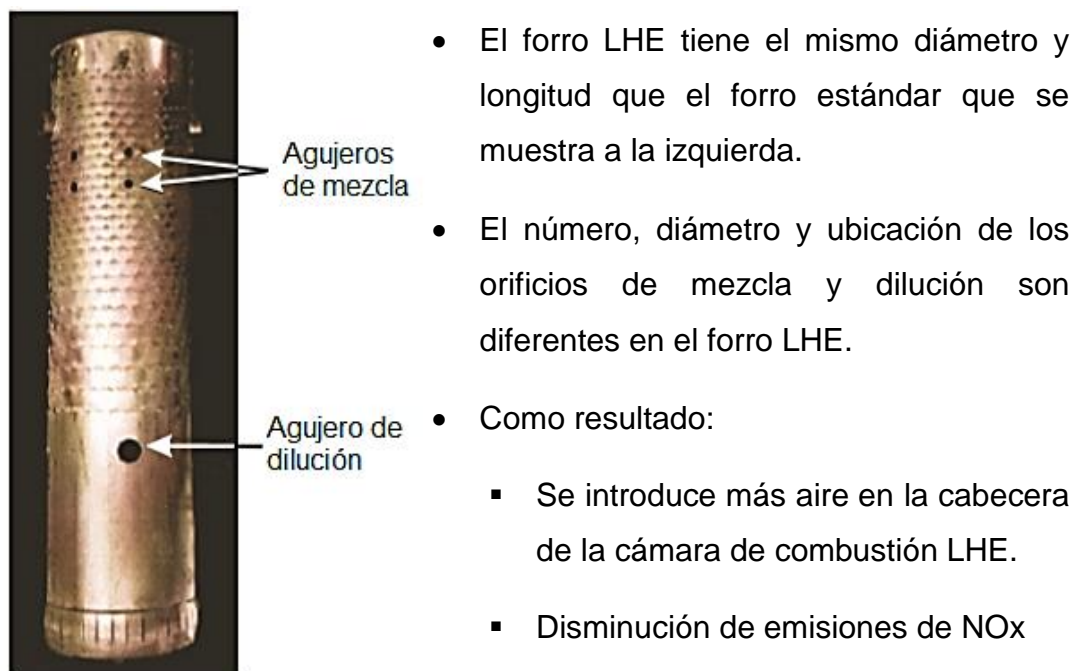
Figura 32: Tasa de producción de NO<sub>x</sub>.: [Fuente: Manual General Electric]

### 7.1.1. CAMISAS DE COMBUSTIÓN CON FINAL DE CABEZA INCLINADA (LHE)

Dado que la relación de equivalencia total del sistema de combustión debe ser pobre (para limitar la temperatura de entrada de la turbina y maximizar la eficiencia), los primeros esfuerzos para reducir las emisiones de NO<sub>x</sub> se dirigieron al diseño de una cámara de combustión con una zona de reacción más pobre. Como la mayoría de las turbinas de gas funcionan con una gran cantidad de aire en exceso, parte de este aire puede desviarse hacia el extremo de la llama, lo que reduce su temperatura.

La inclinación de la zona de la llama (reduciendo la relación de equivalencia de la zona de la llama) también reduce la longitud de la llama y, por lo tanto, el tiempo que pasa una molécula de gas a la temperatura de formación de NO<sub>x</sub> es menor. Ambos mecanismos reducen los NO<sub>x</sub>.

Un revestimiento estándar LHE se muestra en la Figura 33.



*Figura 33: Revestimiento de combustión estándar de ciclo simple MS5002.  
[Fuente: Manual General Electric]*

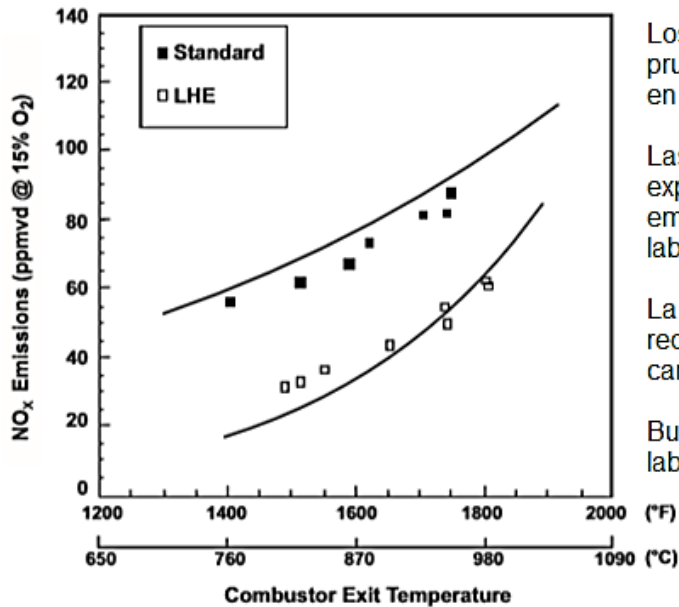
Rápidamente se hizo evidente que la reducción en la relación de equivalencia de la zona primaria en condiciones de operación completas estaba limitada debido a la gran reducción en el flujo de combustible (40 a 1), el flujo de aire (30 a 1) y la relación de combustible/aire (5 a 1) en turbinas de gas industriales. Además, la llama en una turbina de gas es una llama de difusión, ya que el combustible y el aire se inyectan directamente en la zona de reacción. La combustión ocurre en o cerca de las condiciones estequiométricas, y hay una recirculación sustancial dentro de la zona de reacción. Estos parámetros esencialmente limitan la extensión de la tecnología de revestimiento de LHE a una reducción de NO<sub>x</sub> del 40% como máximo. Dependiendo del diseño del revestimiento, la reducción real alcanzada varía de 15% a 40%.

En la Figura 34 se compara un forro LHE MS5001P con un forro estándar. El forro a la derecha es el forro LHE. Tiene orificios adicionales cerca del extremo de la cabeza (llama) y también tiene un patrón de persiana diferente en comparación con el revestimiento estándar.



*Figura 34: Revestimientos de combustión en el extremo de la cabeza inclinada con bajo nivel de NO<sub>x</sub>. [Fuente: Manual General Electric]*

Los datos de las pruebas de campo en los revestimientos LHE de ciclo simple MS5002 y los revestimientos LHE de ciclo simple MS3002J se muestran en las siguientes figuras.



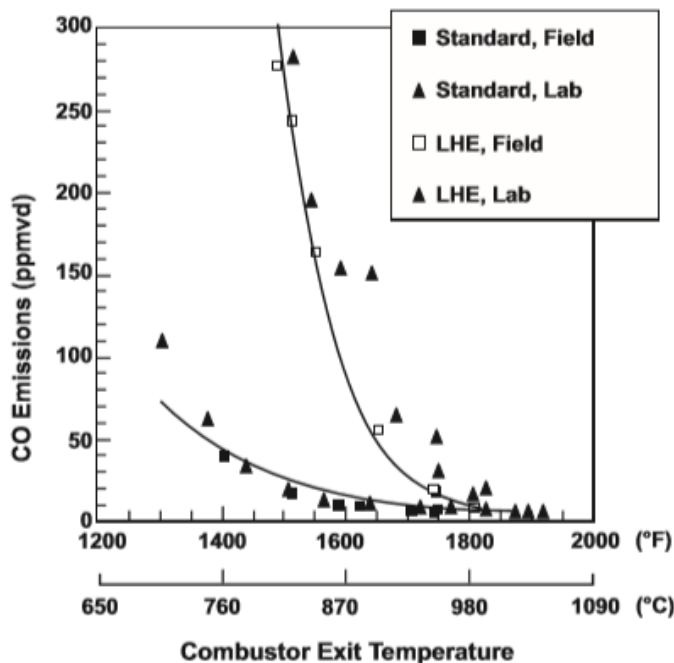
Los símbolos son puntos de prueba de campo recolectados en Alaska, septiembre de 1997.

Las líneas sólidas son las expectativas, a partir de las emisiones de NO<sub>x</sub> de laboratorio escaladas.

La prueba fiel confirmó una reducción de -40% de NO<sub>x</sub> en la carga.

Buena correlación entre laboratorio y campo

Figura 35: Datos de prueba de campo: ciclo simple MS5002 NO<sub>x</sub>. [Fuente: Manual General Electric]



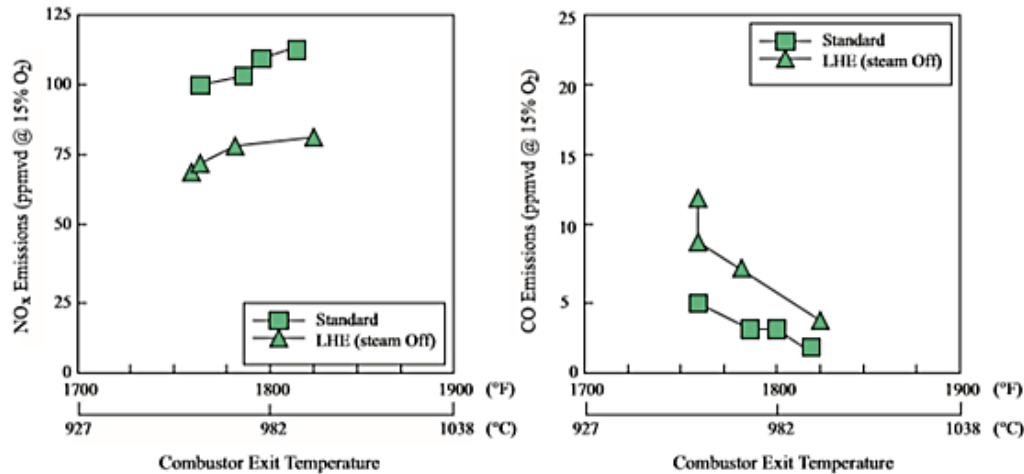
La prueba de campo confirmó un pequeño aumento de CO en la carga base, un gran aumento en las condiciones de carga parcial.

Buena correlación entre laboratorio y campo.

Figura 36: Datos de la prueba de campo: ciclo simple MS5002 CO. [Fuente: Manual General Electric]



Una desventaja de inclinar el extremo del forro es que aumentan las emisiones de CO. Esto queda claro en la Figura 37, que compara el CO entre el revestimiento estándar y el de LHE para una máquina MS5002.



Reducción del 30% en NOx con aumento insignificante de CO.

La inyección de vapor reduce aún más los NOx.

*Figura 37: Datos de prueba de campo: MS3002J de ciclo simple con inyección de vapor para aumento de potencia. [Fuente: Manual General Electric]*

### 7.1.2. INYECCIÓN DE AGUA / VAPOR

Otro enfoque para reducir la formación de NOx es reducir la temperatura de la llama introduciendo un disipador de calor en la zona de combustión. Tanto el agua como el vapor son muy efectivos para lograr este objetivo.

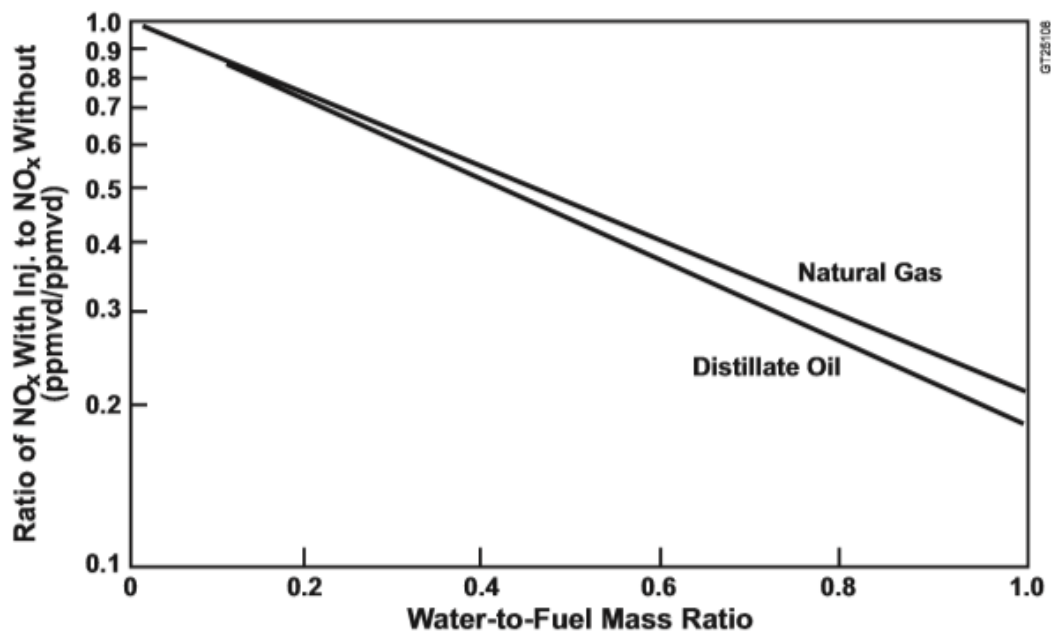
Pero para poder introducir el agua en la cámara de combustión, debemos de calentarla antes, lo que supone un gasto añadido.

Sin embargo, a la salida de la turbina de gas se mejora el rendimiento debido al flujo de masa adicional a través de la turbina.

Por necesidad, la calidad de agua de alimentación debe de tener una altísima calidad para evitar los depósitos y la corrosión en el área de la trayectoria de los gases.



La inyección de agua es un medio extremadamente eficaz para reducir la formación de NO<sub>x</sub>; sin embargo, a la hora de diseñar la cámara de combustión se debe tener ciertas precauciones. Para maximizar la efectividad del agua utilizada, las boquillas de combustible han sido diseñadas con pasajes adicionales para inyectar agua en el extremo de la cabeza del quemador. El agua se mezcla eficientemente con el aire de combustión entrante y llega a la zona de la llama en su punto más caliente. En la Figura 38, la reducción de NO<sub>x</sub> lograda por inyección de agua se representa en función de la relación de agua/combustible para una máquina MS7001E. Otras máquinas tienen un rendimiento similar de reducción de NO<sub>x</sub> con inyección de agua.



*Figura 38: MS7001E Reducción de NO<sub>x</sub> con inyección de agua. [Fuente: Manual General Electric]*

La inyección de vapor para la reducción de NO<sub>x</sub> sigue esencialmente el mismo camino hacia el extremo de la cabeza del quemador que el agua. Sin embargo, el vapor no es tan efectivo como el agua para reducir los NO<sub>x</sub> térmicos. El alto calor latente del agua actúa como un fuerte de sumidero térmico para reducir la temperatura de la llama. En general, para una reducción de NO<sub>x</sub> dada, se requiere aproximadamente 1.6 veces más vapor que agua en masa para el control.





Existen límites prácticos para la cantidad de agua o vapor que se puede inyectar en la cámara de combustión antes de que ocurran problemas graves. Esto se ha determinado experimentalmente y se debe tener en cuenta en todas las aplicaciones si el diseñador de la cámara de combustión debe garantizar una larga vida del hardware para el usuario de la turbina de gas.

Inyectar agua/vapor en una cámara de combustión afecta a varios parámetros, los cuales veremos a continuación.

#### **7.1.2.1. ACTIVIDAD DE PRESIÓN DINÁMICA DENTRO DEL COMBUSTOR.**

Las presiones dinámicas se pueden definir como oscilaciones de presión dentro de la cámara de combustión impulsada por una velocidad de liberación de calor no uniforme inherente a cualquier llama de difusión o por el acoplamiento débil entre la velocidad de liberación de calor, la turbulencia y los modos acústicos.

La Figura 39 muestra la actividad de presión dinámica tanto para inyección de agua como para inyección de vapor para una cámara de combustión MS7001E. La inyección de agua tiende a excitar la actividad dinámica más que la inyección de vapor. Las cargas de presión oscilante en el hardware de combustión actúan como funciones de fuerza vibratoria y, por lo tanto, deben minimizarse para garantizar una larga vida útil del hardware. A través de modificaciones en el diseño de la cámara de combustión, como la adición de un sistema de combustible de múltiples boquillas, son posibles reducciones significativas en la actividad de presión dinámica.



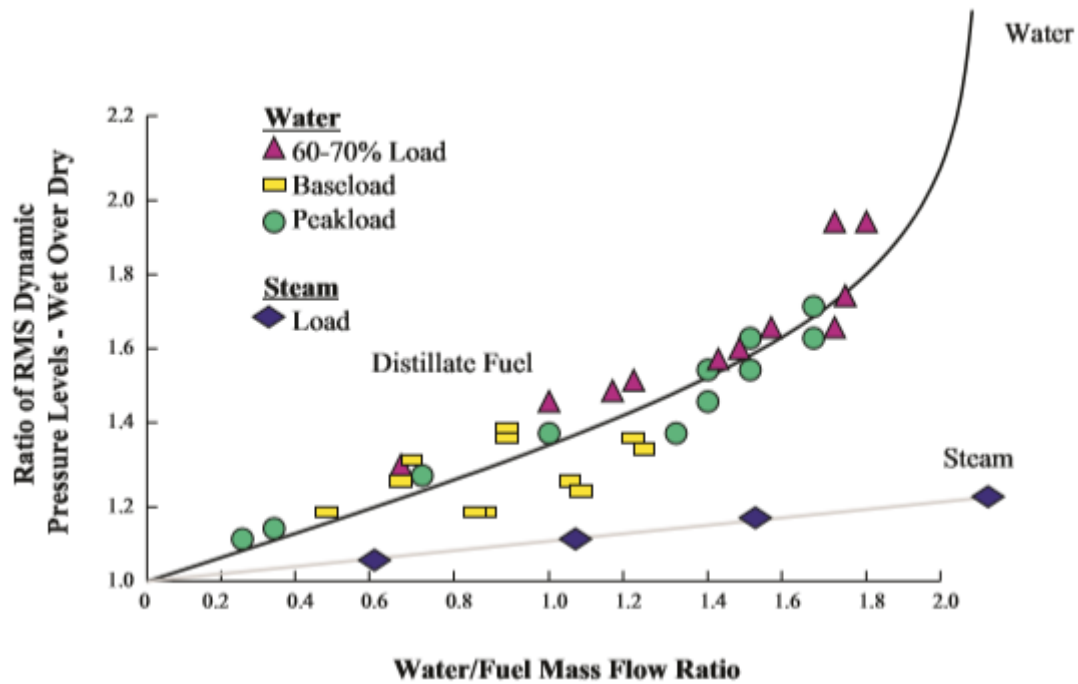


Figura 39: Actividad de presión dinámica del combustor MS7001E. [Fuente: Manual General Electric]

#### 7.1.2.2. EMISIONES DE MONÓXIDO DE CARBONO.

A medida que se agrega más agua / vapor a la cámara de combustión, se alcanza un punto en el que se observa un fuerte aumento en el monóxido de carbono.

Una vez que se ha alcanzado ese punto para cualquier temperatura de entrada de la turbina, se puede esperar ver un aumento rápido en las emisiones de monóxido de carbono con la adición de agua o vapor. Obviamente, cuanto más alta es la temperatura de entrada de la turbina, más tolerante es la cámara de combustión a la adición de agua para el control de NOx. La Figura 40 muestra la relación de las emisiones de monóxido de carbono con la inyección de agua para una máquina MS7001B para combustible de gas natural.

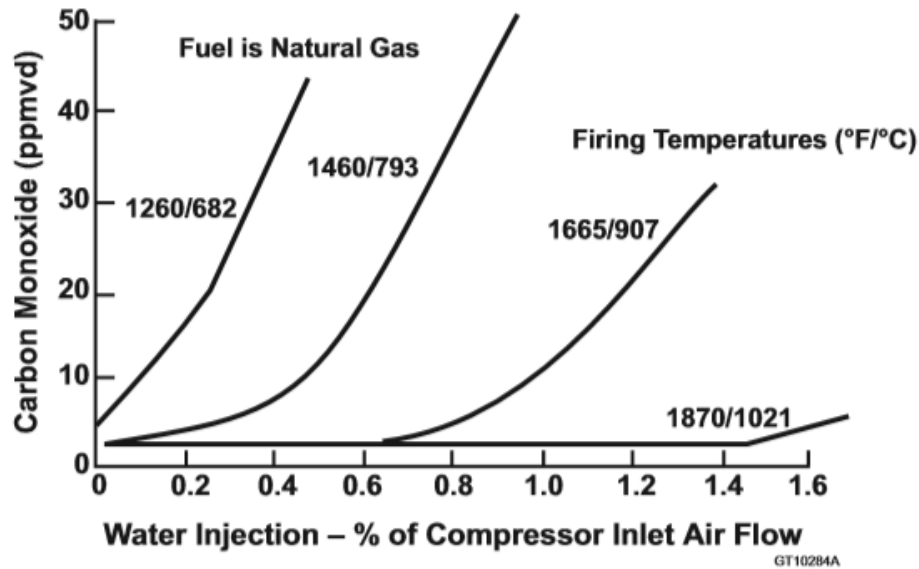


Figura 40: Efecto de la inyección de agua vs. monóxido de carbono - MS7001B.  
[Fuente: Manual General Electric]

La Figura 41 muestra el efecto de la inyección de vapor en las emisiones de CO para una MS7001EA típica. Los hidrocarburos no quemados tienen una característica similar con la inyección de agua o vapor como el monóxido de carbono.

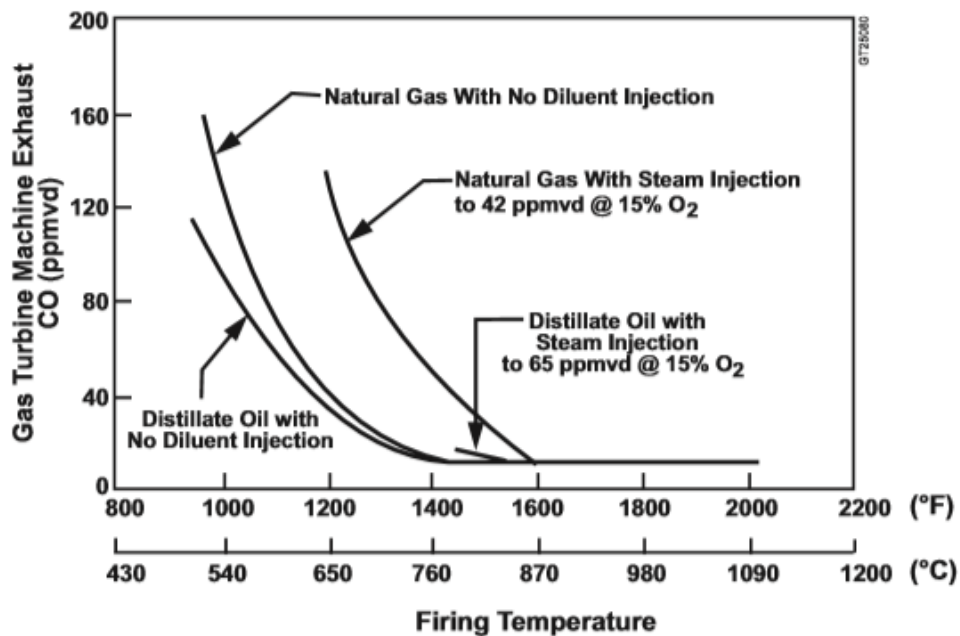


Figura 41: Emisiones de CO para MS7001EA. [Fuente: Manual General Electric]



La Figura 42 muestra la característica de la temperatura de inflamación del hidrocarburo sin quemar de la turbina de gas MS7001EA con la inyección de vapor.

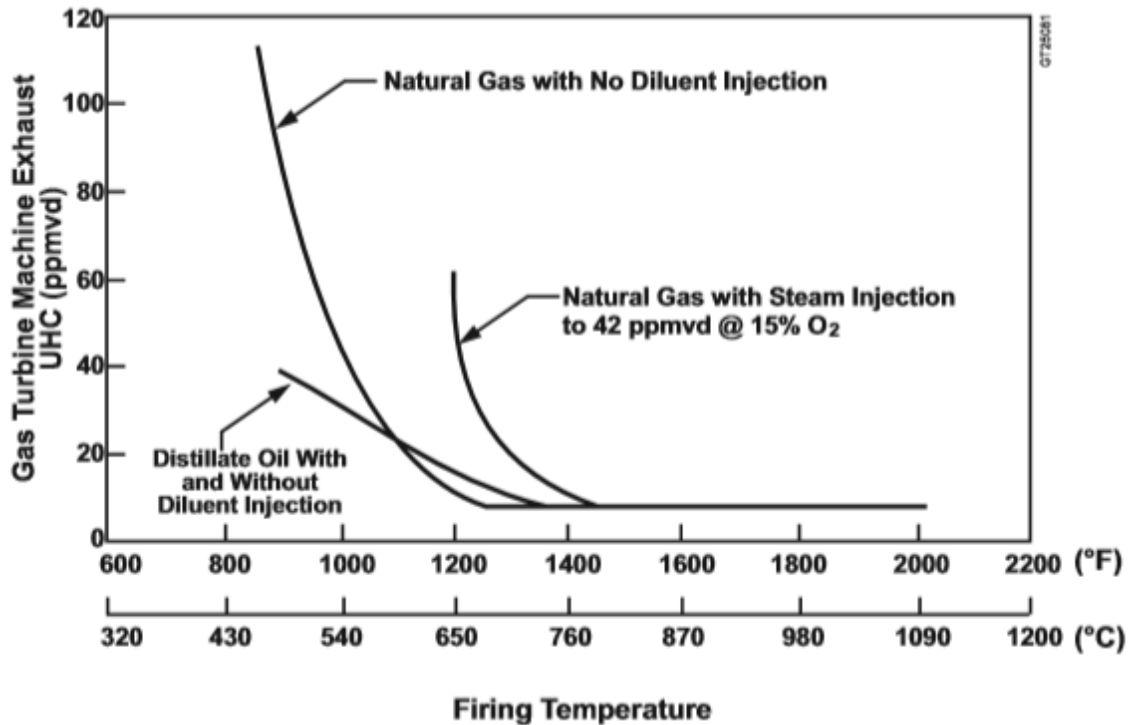


Figura 42: Emisiones UHC para MS7001EA. [Fuente: Manual General Electric]

#### 7.1.2.3. ESTABILIDAD DE COMBUSTIÓN.

El aumento de la inyección de agua / vapor reduce la estabilidad de funcionamiento del quemador.

#### 7.1.2.4. APAGADO.

Con el aumento de la inyección de agua / vapor, finalmente se alcanzará un punto en el cual la llama se apagará. Este punto es el límite absoluto de control de NO<sub>x</sub> con inyección de agua / vapor.



### **7.1.3. CONTROL DE MONÓXIDO DE CARBONO**

No hay técnicas directas de control de reducción de emisiones de monóxido de carbono disponibles dentro de la turbina de gas. Básicamente, las emisiones de monóxido de carbono dentro de la cámara de combustión de la turbina de gas pueden considerarse como resultado de una combustión incompleta.

El aumento del monóxido de carbono puede reducirse de la siguiente manera:

- Reduciendo la cantidad de inyección de agua / vapor para el control de NOx (si está permitido).
- Cerrar las aletas de guía de entrada, lo que aumentará la temperatura de disparo para la misma carga.

### **7.1.4. CONTROL DE HIDROCARBUROS NO QUEMADOS**

Al igual que el monóxido de carbono, tampoco existen técnicas directas de control de reducción de los hidrocarburos no quemados (UHC) utilizadas dentro de la turbina de gas. Los UHC también se consideran una combustión incompleta, y la cámara de combustión está diseñada para minimizar estas emisiones. Las mismas técnicas de control indirecto de emisiones pueden usarse para hidrocarburos no quemados como para monóxido de carbono.

### **7.1.5. REDUCCIÓN DE PARTÍCULAS Y HUMO**

Las técnicas de control para las emisiones de partículas con la excepción del humo están limitadas al control de la composición del combustible. Aunque el humo puede ser influenciado por la composición del combustible, los quemadores pueden diseñarse para minimizar la emisión de este contaminante.

La filtración, la centrifugación o la precipitación electrostática también son efectivas para reducir los contaminantes sólidos en los productos de combustión.



Los contaminantes que no se pueden eliminar del combustible se pueden controlar mediante el uso de inhibidores como la adición de magnesio para controlar la corrosión del vanadio en turbinas de gas.

En algunas localidades, los compuestos condensables, como el  $SO_3$  y los hidrocarburos condensables, se consideran partículas. Estas se pueden minimizar mejor controlando la cantidad de azufre en el combustible.

## **8. DESARROLLO DEL METODO**

### **8.1. INYECCIÓN DE AGUA**

El objetivo principal de una turbina de gas con inyección de agua es aumentar la salida de potencia incrementando el flujo de masa que pasa a través de la turbina sin modificar la potencia consumida por el compresor, a la vez que es capaz de reducir las emisiones de productos contaminantes de la combustión.

La cantidad de agua que se adiciona es tal que el aire a la salida del compresor se satura, así se logra un incremento en la potencia de la turbina sin incrementar la potencia del compresor.

A continuación, vamos a describir como son los diferentes elementos de los que se compone la instalación de inyección de agua.

#### **8.1.1. INSTALACIÓN DE PATINES DE INYECCIÓN DE AGUA**

Mediante la instalación de los patines de inyección de agua, conseguimos reducir las emisiones de  $NO_x$  a 25 ppm cuando la turbina opera con gas como combustible.

El sistema de inyección de agua, inyecta agua desmineralizada mezclada con combustible en la cámara de combustión para controlar la temperatura de la llama. Las modificaciones propuestas consistirán en agregar las tuberías y componentes principales fuera de la máquina,

como la válvula de medición y las válvulas de cierre de agua. Se instalará una plataforma de inyección de agua para dirigir y controlar que el agua desmineralizada cumple con las especificaciones de GE desde el abastecimiento de agua hasta la turbina.

Para poder operar con la instalación de inyección de agua se debe de actualizar los controles MkV ya que están obsoletos y no se admiten, por lo que se incluye una migración a los controles MkVle para implementar el software de inyección de agua requerido.

### 8.1.2. OPERACIÓN CON GAS COMBUSTIBLE

El sistema de combustible incluye un colector de combustible de gas, colectores de agua, tubos de alimentación de la boquilla de combustible y boquillas de combustible/agua.

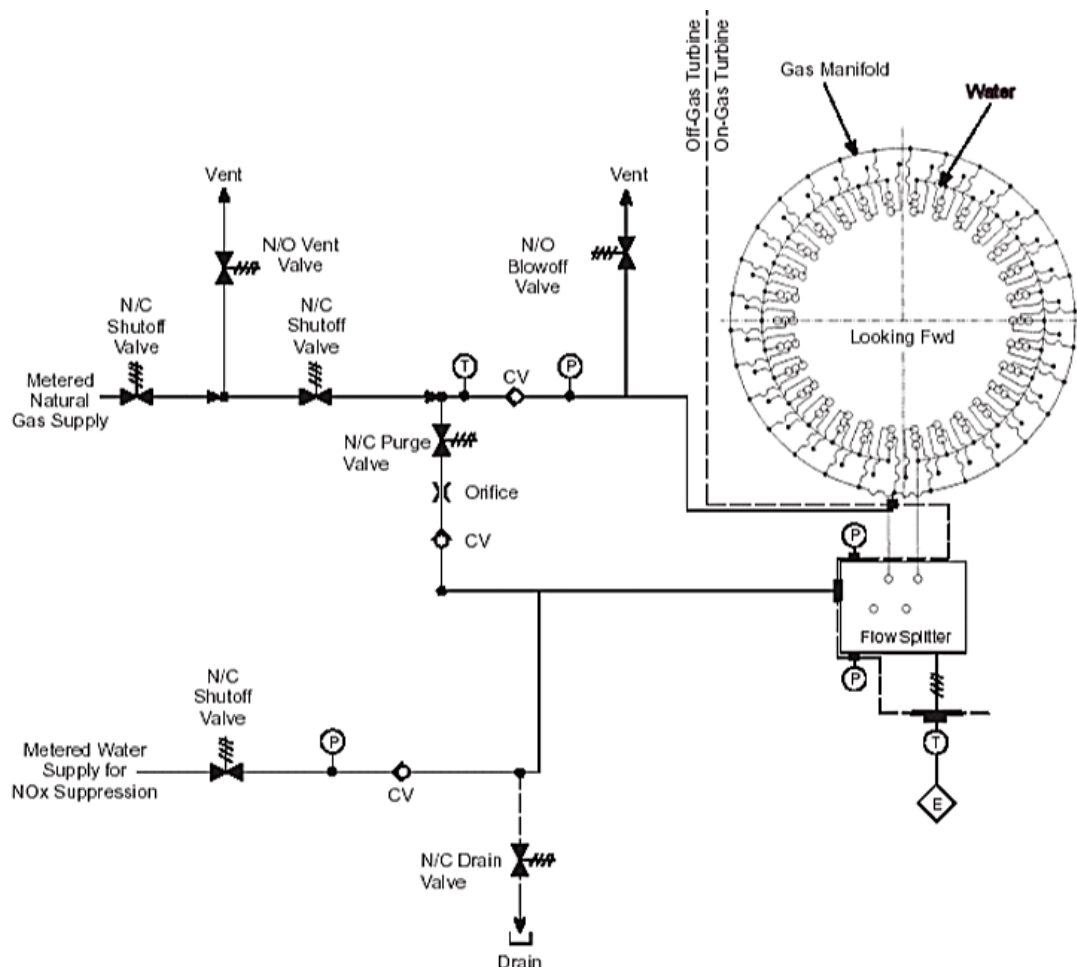


Figura 43: Sistema esquemático de gas combustible simplificado con inyección de agua. [Fuente: Manual General Electric]



Fuera de la turbina nos encontramos con los siguientes elementos:

- Válvula dosificadora de agua
- Válvulas de cierre de agua
- Válvulas de drenaje
- Válvulas de retención
- Patín de bomba de agua

Todos los elementos y componentes para la instalación del sistema de inyección de agua serán proporcionados por GE, incluido el cableado del conjunto a la caja de terminales de la turbina principal y los controles y actualizaciones de software.

Cuando se opera con gas sin inyección de agua, los colectores de combustible líquido primario y secundario deben purgarse para evitar la posibilidad de que los gases de combustión vuelvan a fluir a través del sistema de agua en contradierección. Se puede usar gas natural o aire comprimido como medio de purga.

### **8.1.3. COMBUSTOR**

El comprador debe asegurarse de que la cámara de combustión cumpla con los requisitos de SL6000-10-02. Teniendo en cuenta que la actualización de la cámara de combustión Rad-Rad puede reducir los costos de mantenimiento al extender la vida útil de la cámara de combustión y las palas HPT S1.

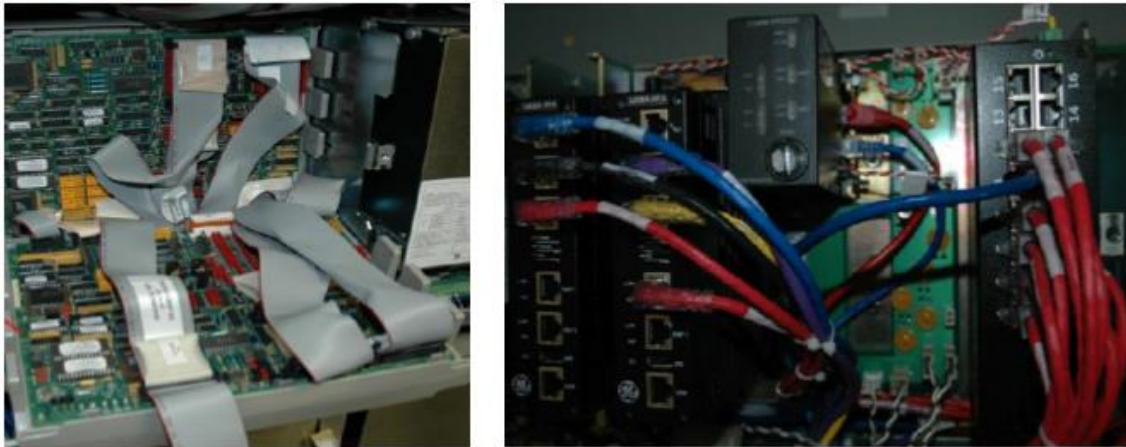
### **8.1.4. MIGRACIONES MKVIE**

Con la instalación de este sistema de inyección de agua, tenemos que realizar una actualización de los controladores de la turbina, para lo cual hay que realizar una migración del actual controlador Mark V LM a la plataforma de control actualizada, el controlador Mark VIe.

La actualización mantiene todas las terminaciones de cableado de campo y los dispositivos de turbina, minimizando el tiempo de instalación y puesta en servicio.

La modificación propuesta de Mark V LM no afecta a la interfaz de entrada / salida actual ni a los dispositivos de la turbina. El sistema de control actualizado se ajustará a los núcleos existentes de Mark V LM, lo que permitirá una instalación completa y la puesta en servicio de la unidad en un periodo más corto que si se emplea el modo tradicional del sistema de control de extracción y reemplazo.

Esta modificación a Mark V LM proporcionará las capacidades de control para cumplir con los requisitos de control de PC del LM6000, incluido el software de configuración, así como la capacidad de agregar tipos de entrada / salida adicionales según sea necesario.



*Figura 44: Componentes de hardware típicos en los sistemas de control Mark V LM y Mark VIe. [Fuente: Manual General Electric]*

La funcionalidad del software se basa en la ejecución del software Mark V LM, casi duplicando todas las funciones.

La Figura 45 a continuación muestra la apariencia típica de un cuadro de control Mark V LM después de que se haya modificado para cumplir con los requisitos de control de PC LM6000.





*Figura 45: Cuadro de Mark V LM modificado (típico). [Fuente: Manual General Electric]*

### **Mejoras de Entrada / Salida**

No es necesario realizar cambios en el cableado o los dispositivos de la turbina. Se proporciona capacidad adicional de entrada/salida para acomodar entras/salidas adicionales para el nuevo patín de inyección de agua.

### **Documentación**

La siguiente tabla muestra la descripción de la documentación del proyecto que se proporciona al realizar el proyecto:



Descripción del documento	
Artículo	Lista genérica
1	Diagrama (s) de cableado elemental
2	Dibujos del esquema
3	Planos de distribución (gabinete o de otro tipo)
4	Lista de repuestos recomendados
5	Manuales de instrucciones / Publicaciones
6	Guía del sistema / Publicaciones
Artículo	Lista de aplicaciones específicas
1	Diagrama de topología de red
2	Instrucciones de modificación de campo
3	Dibujos de montaje mecánico
5	Informe de inicio
6	Informe de modelos y configuraciones

Tabla 7: Descripción de la documentación. [Fuente: Manual General Electric]

### Procedimientos de instalación, verificación, puesta en marcha.

Para realizar la migración correctamente tenemos que seguir una secuencia a la hora de realizar los trabajos necesarios, para lo cual nos servirá el meto descrito a continuación:

- Inventariar los equipos de migración de Mark Vle proporcionados.
- Retirar el hardware existente de Mark V LM y los cables identificados para su reemplazo.
- Instalar el nuevo hardware, control y cables de migración de Mark Vle.
- Instalar el nuevo panel auxiliar, supervisión del cableado, cables de alimentación / conexión a tierra y cables de red.
- Configurar los conmutadores de red para la nueva conversión.
- Instalar cables Ethernet locales desde los conmutadores de red a las HMI.



- Instalar cables de alimentación locales para PC HMI y monitores en tomas de CA.
- Control Mark VIe de encendido y las dos HMI.
- Instalar el software de aplicación de la unidad de control Mark VIe y el conjunto de gráficos del operador HMI.
- Realizar la verificación del sistema de control Mark VIe.
- Realizar pruebas de puesta en marcha de la turbina.

Todo este trabajo será realizado por personal familiarizado con la turbina, los dispositivos y los métodos para ajustar los dispositivos al impacto del cambio en el sistema de control.

En cuanto a los dispositivos especiales, como generadores de funciones, dispositivos de presión, etc., necesarios para la verificación, también deberán ser operados por personal cualificado.

### Programación

En la siguiente tabla se muestra un horario típico de la duración de las operaciones, destinado como una ayuda para la planificación preliminar.

Artículo	Descripción	Horario típico
A	Movilización y preparación del sitio	2 días, 10 horas por día, solo turno
B	Instalación de conversión de controles, panel auxiliar e HMI	11 días, 10 horas por día, solo turno
C	Puesta en servicio	2 días, 12 horas por día, solo turno.
D	Arranque de turbina	1 días, 12 horas por día, solo turno
E	Entrega a la operación	2 días, 10 horas por día, solo turno
F	Finalización fuera del sitio	1 días, 8 horas por día, solo turno

*Tabla 8: Programación. [Fuente: Manual General Electric]*



### 8.1.5. CÁLCULOS DE RENDIMIENTO

Los siguientes datos de rendimiento estimados se basan en una turbina nueva y limpia promedio, a nivel del mar, pérdidas de admisión y escape de 4.00 en  $H_2O$  y 6.00 en  $H_2O$ , temperatura ambiente a 59°F y humedad relativa al 75%; Estos datos son solo para tener una referencia para poder compararla después con nuestra turbina.

Inyección de reducción de NOx	Gas seco	Gas Húmedo
Potencia del eje, kW	42602	42464
Velocidad de calentamiento, Btu / kW-h (Avg.)	8286	8660
<b>NOx, ppm</b>	198	25
Flujo de inyección de agua NOx (PPH)	0	19168
Generador kV	11	11
Temperatura de entrada, grados °C	15	15
Pérdida de entrada / salida, in. H <sub>2</sub> O	4/6	4/6
Temperatura de escape, grados °C	454	433
Flujo de escape [lb / hr]	998947	1011578

*Tabla 9: LM6000-PC, Información de clasificación básica para combustible de gas con SPRINT (50Hz). [Fuente: Manual General Electric]*



#### **8.1.6. ALCANCE DEL SUMINISTRO**

##### **Alcance General Electric**

##### **Patín de inyección de agua**

- Conjunto de tuberías y componentes principales para inyección de agua.
- Tubería y componentes del sistema de purga de combustible gaseoso. Conjunto de cableado de terminales de la turbina principal para dispositivos de control adicionales.
- Patín de inyección de agua a baja presión.
- Actualización de software de control.
- Supervisión de la instalación y puesta en marcha.

##### **Migración MkVle**

- Documentación.
- Traducción del software de aplicación Mark V LM a Mark Vle Control ST: secuenciación y control de combustible para replicar la funcionalidad existente.
- Adición del módulo de inyección de agua en el software de control.
- Desarrollo de pantallas gráficas de operador HMI.
- Manual del sistema / Documentación del producto para el equipo suministrado.
- Reunión de inicio de un día en el sitio.
- Prueba de aceptación de software de 3 días.
- Instalación.

- Controlador MkVle, que consiste en los siguientes elementos de hardware:

Cantidad	Descripción del Hardware
1	Controlador de turbina Mark Vle Simplex (se ajusta a la huella existente de Mark V LM)
Lot	Conjunto de E / S
Lot	Fuentes de alimentación / Distribución de energía
Lot	Lote interno del gabinete de cableado y varios. Hardware, es decir, cables Ethernet, hardware de montaje, etiquetas, etc.
Cantidad	Cabina de E / S auxiliar de Mark Vle para inyección de agua (según sea necesario)
1	Gabinete de pared de 900W x 400D x 1200H mm ubicado en la sala de control existente
Lot	Hardware de control con fuentes de alimentación para alojar hasta veinte (20) puntos de E / S
Cantidad	Computadora de escritorio HMI de la estación de trabajo del operador (o estándar actual del vendedor)
2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mini torre de grado comercial:</li> <li>• Procesador Xeon® E5-1620 v3 Quad Core 10M Cache, 3.50 GHz.</li> <li>• Dos unidades de estado sólido SATA de 256 GB: Primero para OS, segundo para datos.</li> <li>• Tarjeta de video de monitor dual (DVI dual o VGA dual).</li> <li>• 32 GB de memoria RAM.</li> <li>• DVD + -RW, teclado (USB) y ratón (USB).</li> </ul>
2	Monitores de pantalla plana LED de 22 pulgadas para la estación del operador arriba
1	Cable Ethernet 100baseT, para conexiones UDH por HMI
1	Cables Ethernet 100baseT, para conexiones PDH por HMI
Cantidad	Descripción del software
2	Software HMI GE CIMPLICITY, que incluye Windows® 7 Ultimate 64-bit y SOPHOS Antivirus y Acronis True Image Backup
Cantidad	Repuestos (Opcional)
1	1 juego de repuestos críticos

Tabla 10: Migración MkVle: [Fuente: Manual General Electric]



### **Alcance del comprador**

- Los parámetros del agua que se empleara en la inyección de la turbina tienen que cumplir con las especificaciones de GE como se describe en la parte de supuestos técnicos a continuación.
- Conjunto de cableado y tuberías.
- Soporte laboral, herramientas, equipos y consumibles para realizar la instalación de modificaciones y modernizaciones del sistema eléctrico, mecánico y de controles.
- Base de deslizamiento para el patín de inyección de agua.
- Cualquier cableado o tubería de interconexión desde el nuevo patín WI al conjunto o TCP.
- Proporcionar la documentación necesaria para completar el proyecto.

### **8.1.7. SUPUESTOS TÉCNICOS Y EXCLUSIONES**

#### **Mecánico**

- El comprador tiene que asegurarse de que la cámara de combustión cumpla con los requisitos de SL6000-10-02 con respecto al funcionamiento con inyección de agua.
- Suministro de agua Demin:
  - ❖ 55 GPM a 800-950 PSIG (GAS DE COMBUSTIBLE).
  - ❖ 4.5 a 60 ° C.
  - ❖ Filtrado a 20 micras de absoluta.
- El agua suministrada debe cumplir con la especificación de agua desmineralizada de GE, MID-TD-POS3.



- La interconexión de las tuberías y el soporte son responsabilidad del Cliente. También se deberá asegurar un área a lo largo de la base de la turbina principal (fuera del conjunto) para instalar el conjunto de la tubería de inyección de agua.
- El reemplazo propuesto para el control de la turbina es una modificación de plug and play que reemplazará las partes internas de Mark V LM con los componentes de Mark VIe. El cuadro existente se conservará.

### **Electricidad**

- La interconexión eléctrica entre patines será provista por el Comprador.
- La alimentación de potencia a los motores la proporcionara el Comprador.
- El Comprador es responsable del diseño, la distribución y el suministro de cables, conductos y bandejas eléctricos y de control.
- Se debe proporcionar una conexión a tierra común tanto para la instrumentación como para la puesta a tierra eléctrica.
- Se supone que la tensión de entrada de contacto (CIT) es de 125 CC.
- Se supone que cualquier elemento (como cableado, sensores, dispositivos de campo) que no se reemplacen en este ámbito de trabajo se encuentra en buen estado de funcionamiento y es compatible con MkVIe.





### **Controles**

- El comprador debe proporcionar el último software de copia de seguridad disponible. El control mejorado de la turbina de gas Mark Vle proporcionará la misma funcionalidad que el sistema de control antiguo.
- Se suministrarán las últimas versiones disponibles en el momento de la solicitud.
- Las señales de vibración conectadas actualmente al MarkV LM permanecerán conectadas y no se moverán a otro sistema de monitoreo de vibración.
- La comunicación en serie se utiliza actualmente y se mantendrá.
- Se asume que las interfaces de vibración existentes y la configuración permanecerán como están.



### Alcance de responsabilidad

Comprador		Diseño	Suministro de material	Dibujo	Instalación/Desmontaje			Supervisión	Controles	Pruebas de puesta en marcha
B	GE				Electricidad e interconexión	Mecánica y tubería	Estructura civil			
DESCRIPCION DEL ALCANCE										
MODIFICACIONES DEL PAQUETE										
Paquete de tuberías de agua y soportes		GE	GE	GE	N/A	B	N/A	GE	N/A	N/A
Paquete de instrumentación y válvulas de control de flujo de agua.		GE	GE	GE	B	B	N/A	GE	N/A	N/A
Paquete cableado / cableado dentro del paquete a MTTB		GE	GE	GE	B	N/A	N/A	GE	N/A	N/A
MODIFICACIONES DEL PAQUETE EXTERNO										
Bomba de inyección de agua a baja presión simple patín		GE	GE	GE	B	B	B	GE	N/A	N/A
Modificaciones de MCC		B	B	B	B	N/A	N/A	B	N/A	N/A
Interconexiones eléctricas entre el paquete y el TCP		GE	B	GE	B	N/A	N/A	GE	N/A	N/A
CONTROLES DE HARDWARE. Migración a MKVle										
Verificación PRE-OUTAGE del cableado de interconexión. Cableado defectuoso a ser reemplazado por el Comprador		B	N/A	N/A	B	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Eliminar el hardware existente de MK V LM dentro de TCP		GE	N/A	N/A	GE	N/A	N/A	GE	N/A	N/A
Instalación del nuevo hardware MKVle		GE	GE	GE	GE	N/A	N/A	GE	GE	GE
Instalación del gabinete auxiliar para señales WI		GE	GE	GE	B	B	B	GE	N/A	N/A
Nueva instalación de hardware HMI		GE	GE	N/A	B	B	N/A	GE	GE	GE
CONTROLES DE SOFTWARE. Migración a MKVle										
Nueva configuración de software de HMI		GE	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	GE	GE
Conversión de lógica MKV a MKVle + WI lógica de deslizamiento		GE	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	GE	GE

Tabla 11: Alcance de responsabilidad. [Fuente: Manual General Electric]



## 8.2. PRUEBAS DE RENDIMIENTO DE LA TURBINA DE GAS LM6000 PF

Los objetivos principales de la prueba de rendimiento son:

- La evaluación del rendimiento y la tasa de calor de un motor.
- Los procedimientos de prueba de GE cumplen en general con ASME PTC 22- 1997 y 2005.

### 8.2.1. FASES DE LAS PRUEBAS

#### *Reunión de preparación de la prueba*

El gerente de contratación o el gerente transaccional (CPM/TSM) es el responsable de la organización de la reunión de preparación de la prueba. Esto asegurara que todas las partes que participarán estén al tanto de la prueba que se está llevando a cabo. Las partes recomendadas para estar presentes en la reunión son:

- Gerente de contratación
- Ingeniero de campo que liderará la prueba.
- Ingeniero del equipo de rendimiento.
- Equipo del Ingeniero Regional

#### *Visita al sitio antes de la prueba*

Se recomienda que el ingeniero de campo que dirige la prueba realice una visita al sitio antes de la prueba para evaluar la ubicación de la instrumentación del conjunto, localizar cualquier instrumentación faltante que requiera instalación y discutir el estado de calibración de los instrumentos bajo el alcance del cliente. Si no es posible, entonces el ingeniero de campo debería llegar al sitio uno o dos días antes para cubrir estas tareas.

#### *Preparación de la prueba*

El ingeniero de campo que dirige la prueba es responsable de la preparación del trabajo junto con el cliente. Se han de determinar las



posiciones de recopilación de datos, el personal debe estar informado de los datos que deben recopilar y el periodo de prueba definido.

#### *Ejecución de las pruebas*

La prueba se lleva a cabo con la unidad en estado estable. Los datos se recogen durante una hora y la unidad deberá haber estado en carga base al menos una hora antes de que comience la recopilación de datos.

#### *Preparación de datos*

Después de la prueba, el ingeniero de campo que encabeza el trabajo recopilará todos los datos y rellenará la plantilla estándar que se enviará al equipo de rendimiento.

#### *Análisis de los datos*

Una vez preparados, los datos recopilados se envían al equipo de rendimiento donde se realizarán los cálculos finales.

### **8.2.2. PREPARACIÓN DE LA PRUEBA**

*Unidad: Tiempo de nuevo uso (TSN) / Tiempo desde la revisión importante (TSMOH) / Tiempo desde la reparación de la sección caliente (TSHSR)*

La prueba se realizará antes de que hayan transcurrido 200 horas del encendido de la turbina desde cero, desde la revisión principal o desde la reparación de la sección en caliente. Si han transcurrido más de 200 horas del encendido antes de la prueba, el representante del fabricante tendrá el derecho de inspeccionar las áreas de la turbina, el compresor y los conductos para determinar la condición de la máquina.

Si, la unidad en cuestión, no se encuentra en estado nuevo y limpio, se tomarán las medidas adecuadas para poner la unidad en condiciones óptimas o se aplicará un factor de degradación. Este factor se tendrá en cuenta en aquellos casos en que la unidad no sea nueva.



Si el motivo de la prueba de rendimiento es otro, estos requisitos no se aplican.

### *Requisitos previos a la prueba*

Se debe realizar un lavado con agua fuera de línea no más de 100 horas antes de la prueba de rendimiento programada. Tal lavado con agua se llevará a cabo también en nuevas unidades.

Los instrumentos y aparatos utilizados para la toma de datos se calibrarán de acuerdo con los requisitos de fabricante del equipo original (OEM) y todos los equipos de prueba debidamente certificado.

### *Instrumentos requeridos*

La Tabla 12 ofrece una lista general del equipo utilizado para la prueba, las precisiones recomendadas y las partes responsables de suministrar dicho equipo para realizar la prueba de rendimiento. GE también proporcionara el equipo que se muestra en la Tabla 13 para complementar cualquier equipo no suministrado por el cliente.

Instrumentos	Cliente	GE Energy	Recomendado
<b>Operación de la máquina seca</b>			
Vatímetro de grabación	X	X	± 0.5%
Medidor de gas combustible primario	X		± 0.8%
Dispositivo de muestreo de gas combustible	X		Laboratorio
Sensor de presión de gas combustible	X		± 0.25%
Sensor de temperatura de gas combustible	X		± 1.0 ° F
Barómetro		X	±0.01 en Hg
Psicrómetro de aire ambiente.		X	± 1.0 ° F
Manómetro Plenum de Entrada		X	± 0.25in. H <sub>2</sub> O
Manómetros de conductos de escape.	X		± 0.25in. H <sub>2</sub> O
Sensor de temperatura de combustible líquido		X	± 5.0 ° F

*Tabla 12: Exactitud de los instrumentos requeridos. [Fuente: Manual General Electric]*

Medidor de potencia digital (vatímetro)
Barómetro portátil (acc. 0.013%)
Manómetro de tubo
Psicrómetro
Calibrador RTD

*Tabla 13: Componentes del kit de prueba de rendimiento de servicio de campo de GE. [Fuente: Manual General Electric]*

### *Instrumentos de la turbina de gas*

En la LM6000 PF, los datos del ciclo termodinámico están disponibles a través de la HMI en la sala de control.

La identificación correcta de la instrumentación de campo es muy importante y debe ser discutida y acordada antes de preparar la prueba en el sitio. Los siguientes instrumentos son los elementos más comunes.

### Instrumentación del gas combustible

El equipo de medición del gas combustible no es un instrumento estándar por lo que se debe prestar especial atención para comprender qué medimos y dónde lo medimos. Para un cálculo preciso del consumo de combustible, no debe emplearse el método de la demanda total de flujo de combustible (WF36DMD), ya que es un valor calculado. Para este propósito emplearemos la siguiente instrumentación:

- Medidor de flujo del gas combustible instantáneo:

Los medidores de flujo del gas instantáneo se clasifican en Nm<sup>3</sup> / h, pero es fundamental que los factores sean corregidos para que sean precisos. Si se proporciona el flujo real, se convertirá desde las condiciones reales de la línea hasta las condiciones Estándar/Normalizadas.

La precisión del instrumento que se utilizará durante la prueba de rendimiento será de  $\pm 0,8\%$ .

- Totalizador de gas combustible:

El medidor de flujo de gas acumulativo individual es el instrumento más ampliamente disponible en el campo.

Al recopilar los datos de campo cada 10 minutos durante las pruebas, el flujo de gas debe anotarse con una precisión de hasta un segundo para que sea lo más preciso posible. La recopilación incorrecta de esta lectura es la causa más frecuente de los cálculos no concluyentes de la tasa de calor.



*Figura 46: Totalizador de flujo de gas combustible típico. [Fuente: Manual General Electric]*

- Temperatura del gas combustible:

Se medirá la temperatura en el medidor de gas combustible con una precisión entre -16°C y -18°C.

- Presión de gas combustible:

La presión en el medidor de gas combustible debe medirse con un transductor de presión, con una precisión de  $\pm 0.25\%$ .

### Instrumentación de exportación de megavatios

Para poder emplear este sistema es necesario detener la turbina de gas para instalar y desmontar el instrumento. Hay dos tipos de instrumentos que se puede utilizar para medir y registrar los datos de exportación de megavatios:

- Medidor de megavatios:

El medidor de megavatios es un instrumento trifásico certificado con una precisión de  $\pm 0.3\%$ . Este instrumento proporcionará valores de exportación de energía instantánea que pueden ser registrados durante la prueba.



Figura 47: Medidor de megavatios típico. [Fuente: Manual General Electric]

- Medidor de exportación de energía fiscal del cliente:

En caso de que el cliente no pueda detener la unidad, se puede usar el medidor de exportación de energía fiscal sellado. Este instrumento normalmente se encuentra en el panel de control del generador (GCP). Al recopilar los datos de campo cada 10 minutos durante las pruebas, los datos de exportación de MW deben anotarse con una precisión de hasta un segundo para que sean lo más precisos posible.





*Figura 48: Medidor de exportación de energía fiscal del cliente típico.  
[Fuente: Manual General Electric]*

### **Pérdida total de presión de entrada:**

La pérdida total de presión de entrada del conjunto se medirá para tener en cuenta la caída de presión en los prefiltros, los filtros, el sistema de acondicionamiento de entrada (si está instalado), los silenciadores, la pantalla FOD y la voluta de entrada.

#### LM6000 PF:

La pérdida de presión total en la entrada de la turbina se medirá con una columna de agua con una línea instalada en el punto de captación aguas arriba del indicador de presión diferencial FOD de la pantalla y el otro extremo a la presión ambiental, midiendo así la diferencia de presión equivalente entre P0 y presión ambiental. La precisión total será de  $\pm 0.01$  metros de columna de agua.

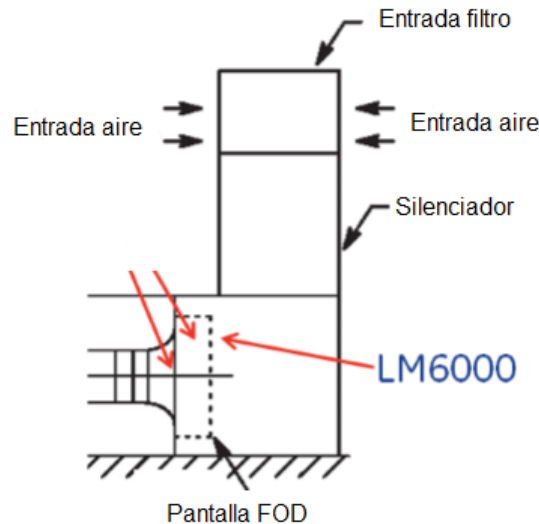


Figura 49: Pérdidas de entrada en la turbina. [Fuente: Manual General Electric]

### **Pérdida de escape:**

Para medir la pérdida de escape se utilizará un manómetro de tubo. El cliente es responsable de suministrar una conexión de puerto de prueba 0,635 cm para medir la pérdida de escape.

La presión estática del escape de la turbina se medirá en la descarga del colector de escape aguas arriba de cualquier recuperación de calor, convertidor catalítico o atenuación del sonido. Se supone una precisión total de  $\pm 0.01$  metros de columna de agua.

Para lograr la precisión deseada, durante el lavado con agua fuera de línea, la línea de presión de escape debe estar desconectada para evitar la contaminación del instrumento.

### **Temperatura ambiente:**

Bulbo seco: es la temperatura del aire medida por un termómetro expuesto libremente al aire, pero protegido de la radiación y la humedad.

Bulbo húmedo: es la temperatura más baja que se puede alcanzar en las condiciones ambientales actuales solo por la evaporación del agua. La temperatura del bulbo húmedo está determinada en gran medida por la temperatura real del aire (temperatura del bulbo seco) y la cantidad de



humedad en el aire.

### **Humedad relativa:**

La humedad de una mezcla de aire y vapor de agua se determina mediante el uso de diagramas psicrométricos si se conocen tanto la temperatura del bulbo seco como la temperatura del bulbo húmedo de la mezcla. Estas cantidades se estiman fácilmente mediante el uso de un psicómetro de honda.

### **Presión barométrica:**

En el lugar de la prueba se medirá con un barómetro con una precisión de  $\pm 0.25$  milímetros de mercurio.

## **8.2.3. EJECUCIÓN DE PRUEBAS**

### *Determinación de la condición de estado estacionario.*

Los datos de prueba se registrarán solo cuando la turbina esté funcionando en una condición de carga base de estado estacionario. La unidad se considerará en estado estable cuando las variaciones del valor promedio de los siguientes parámetros no excedan los límites indicados durante el período de prueba.

- |  |                               |
|--|-------------------------------|
| • Temperatura de entrada del compresor, T2 | $\pm (-15.5^{\circ}\text{C})$ |
| • Presión barométrica                      | $\pm 0.5\%$                   |
| • Salida de potencia                       | $\pm 2.0\%$                   |

### *Modo de control de unidad permitido*

Todos los componentes de la turbina operarán dentro de los límites de operación continua especificados por el fabricante respecto a la carga base. Los datos de prueba se registrarán solo cuando se alcance la carga base y en un límite de control (T3, PS3 y/o T48), y todos los instrumentos de prueba funcionen satisfactoriamente y en estado estable durante al menos 1 hora antes de la prueba.



### *Estado de funcionamiento del conjunto de cargas auxiliares*

La prueba debe realizarse con las cargas de servicio de conjuntos auxiliares normales en operación. Todas las cargas de equipo auxiliar de conjunto y del balance de la planta (BOP) deben excluirse de la prueba.

### *Duración de la prueba y número de conjuntos de datos*

La prueba se llevará a cabo durante un período de 60 minutos, registrando los datos en 10 intervalos de 10 minutos. De esta manera obtendremos 7 conjuntos de datos.

### *Situación típica de reinicio de la prueba de rendimiento*

Cualquier desviación fuera de los siguientes límites requerirá un reinicio de la prueba de rendimiento. Desde ese momento en adelante, hasta que se haya completado una prueba completa de 60 minutos y las desviaciones de las variables permisibles están dentro de los límites indicados.

- Temperatura de entrada del compresor, T2     $\pm (-15.5^{\circ}\text{C})$
- Presión barométrica     $\pm 0.5\%$
- Salida de potencia     $\pm 2.0\%$

### *Situación típica de aborto de la prueba de rendimiento*

- La unidad debe estar en carga base con todos los sistemas operativos (Calentador de entrada si es necesario, Enfriador de entrada si está disponible, compresores de gas si es necesario, etc ...). Si alguno de estos sistemas se desconecta durante la prueba de rendimiento, la prueba será abortada.
- Si la unidad se desconecta fuera de línea por algún motivo, la prueba se cancelará.
- La unidad entra en Control de combustible máximo o mínimo.



### *Análisis y muestreo de combustible de gas*

El análisis del combustible dará la composición del gas natural en % molar, HHV, LHV y gravedad específica.

#### **8.2.4. PREPARACIÓN DE DATOS**

Una vez que se haya completado la prueba, el ingeniero de campo que encabeza el trabajo recopilará toda la información recopilada por otros ingenieros de campo. Dicha información se ingresará en las hojas de prueba de rendimiento correspondientes. Antes de que la prueba se complete oficialmente, se debe verificar la consistencia de los datos de campo recopilados.

Si se encuentra algún dato inconsistente, la prueba puede repetirse, pero una vez que se haya eliminado la instrumentación y se haya desmovilizado el equipo, no hay otra solución que volver a repetir la prueba.



### 8.3. ANÁLISIS DE LOS DATOS DE FUNCIONAMIENTO

A continuación, vamos a realizar una comparativa entre dos turbinas idénticas, una que emplea un sistema de emisiones en seco para controlar la emisión de contaminantes y la otra con el sistema de inyección de agua.

Realizaremos el estudio haciendo el seguimiento en 2 meses cuando las máquinas estaban con emisiones altas (antes de las modificaciones para dar bajas emisiones de NOX) correspondiente al año 2.018 y de los mismos meses el año siguiente 2.019 después de las modificaciones en las máquinas.

- La Turbina-11 es la máquina que baja las emisiones en seco.
- La Turbina-12 es la que utiliza inyección de agua.

En las tablas se pueden destacar varios datos como son la producción bruta, la potencia media, el consumo de gas total de la planta o el consumo del agua de inyección.

Dividimos el registro de los datos en 2 quincenas para ambas turbinas.

Antes de las modificaciones se tenía en torno a 250 ppm de NOx en las dos turbinas y después de las modificaciones la Turbina-11 está en torno a 18 ppm y la Turbina-12 está en torno a 24 ppm.

Estos datos han sido proporcionados gracias a la colaboración de la propia empresa.



1º Quincena de Febrero 2018

## ENERGIA ELECTRICA TURBINAS DE GAS

**Total**

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Tª Amb. Media	7,80	7,90	8,70	8,00	8,00	6,00	6,10	6,60	7,40	7,40	10,50	7,20	7,10	14,20	16,20

°C

### TURBINA 11

Prod. Bruta	929.840	919.333	964.792	972.340	961.109	976.500	945.600	957.850	951.704	957.645	938.426	973.841	938.314	911.120	913.800	Kw
HORAS	23,33	22,75	24,00	24,00	24,00	24,00	23,25	23,50	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h
Pot. media	39.856	40.410	40.200	40.514	40.046	40.688	40.671	40.760	39.654	39.902	39.101	40.577	39.096	37.963	38.075	Kw
T2media	10,38	8,84	9,54	8,52	9,06	7,50	8,34	7,18	9,12	9,12	10,30	7,30	8,44	17,70	17,68	°C
P2media	0,995	0,997	0,995	0,990	0,990	0,990	0,995	1,005	1,001	1,001	1,001	0,993	0,993	0,993	0,993	bar
CSA1	7.752	7.638	7.858	7.863	7.835	7.855	7.798	7.755	7.780	7.788	7.767	7.833	7.776	7.757	7.822	Kw

**14.212.214**  
357

### TURBINA 12

Prod. Bruta	830.708	867.326	847.026	867.110	848.226	878.140	882.780	885.500	827.950	817.005	796.526	842.003	800.925	757.961	747.020	Kw
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h
Pot. media	34.613	36.139	35.293	36.130	35.343	36.589	36.783	36.896	34.498	34.042	33.189	35.083	33.372	31.582	31.126	Kw
T2media	11,10	9,26	10,10	9,10	9,60	8,50	8,96	7,58	9,50	9,50	10,92	7,62	8,64	16,64	17,70	°C
P2media	0,988	0,990	0,990	0,986	0,987	0,989	0,992	0,995	0,994	0,994	0,998	0,997	0,990	0,987	0,993	bar
CSA2	15.955	15.938	15.884	15.887	15.709	15.628	15.718	15.633	15.658	15.674	15.653	15.727	15.613	15.440	15.574	Kw

**12.496.206**  
360

## ENERGIA TERMICA

### CALDERA 11

Prod. 63 bar	899,0	877,0	928,0	927,0	925,0	931,0	904,0	919,0	922,0	929,0	922,0	934,0	922,0	920,0	931,0	Tn	13.790
CALOR	706	689	730	727	728	731	710	721	726	730	725	734	723	725	736	Gcal	10.841
Prod. Horaria	39	39	39	39	39	39	39	39	38	39	38	39	38	38	39	Tn/h	39
Consumo agua	889,0	869,0	920,0	919,0	923,0	922,0	894,0	908,0	912,0	919,0	915,0	925,0	914,0	919,0	919,0	Tn	13.667
Prod. 4 bar	227,0	225,0	239,0	241,0	236,0	240,0	232,0	236,0	238,0	240,0	237,0	241,0	238,0	230,0	230,0	Tn	3.530
CALOR	155	154	163	165	161	164	159	161	162	165	162	164	162	158	157	Gcal	2.412
Prod. Horaria	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	Tn/h	10
Consumo agua	250,0	233,0	248,0	250,0	248,0	252,0	243,0	243,0	241,0	242,0	239,0	244,0	240,0	235,0	233,0	Tn	3.641

### CALDERA 12

Prod. 63 bar	869,0	911,0	877,0	880,0	870,0	885,0	905,0	897,0	872,0	871,0	867,0	877,0	862,0	850,0	852,0	Tn	13.145
CALOR	685	717	689	690	685	694	712	703	687	688	685	690	679	672	674	Gcal	10.350
Prod. Horaria	36	38	37	37	36	37	38	37	36	36	36	37	36	35	36	Tn/h	37
Cons. agua AP	870,0	908,0	880,0	881,0	876,0	886,0	901,0	896,0	870,0	873,0	867,0	878,0	862,0	855,0	849,0	Tn	13.152
Prod. 4 bar	224,0	228,0	227,0	231,0	223,0	231,0	232,0	233,0	222,0	221,0	218,0	223,0	219,0	210,0	209,0	Tn	3.351
CALOR	153	154	157	158	152	159	158	160	152	151	148	154	149	143	143	Gcal	2.291
Prod. Horaria	9	10	9	10	9	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	Tn/h	9
Cons. agua BP	204,0	209,0	213,0	218,0	212,0	219,0	218,0	222,0	210,0	209,0	205,0	212,0	206,0	200,0	197,0	Tn	3.154
TOTAL	93,8	95,9	94,6	95,0	93,9	95,3	96,2	96,2	93,9	94,2	93,5	94,8	93,4	92,1	92,6		94,3

Total Prod.	2.219,0	2.241,0	2.271,0	2.279,0	2.254,0	2.287,0	2.273,0	2.285,0	2.254,0	2.261,0	2.244,0	2.275,0	2.241,0	2.210,0	2.222,0	Tn	33.816
E.termica	1.976	1.993	2.022	2.023	2.007	2.033	2.022	2.029	2.008	2.016	2.000	2.026	1.992	1.974	1.988	kW	30.109
Turbina vapor	1.768,0	1.788,0	1.805,0	1.807,0	1.795,0	1.816,0	1.809,0	1.816,0	1.794,0	1.800,0	1.789,0	1.811,0	1.784,0	1.770,0	1.783,0	Tn	26.935
E.turbina vapor	194.480	196.680	198.550	198.770	197.450	199.760	198.990	199.760	197.340	198.000	196.790	199.210	196.240	194.700	196.130	kW	2.962.850



## CONSUMO DE GAS DE LA PLANTA

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
TURBINA 11 Nm <sup>3</sup>	226.400	224.345	233.967	236.638	233.789	236.478	229.002	232.915	231.148	233.021	229.860	235.875	229.213	224.357	224.865	Nm3	3.461.873
KWh PCI	2.408.443	2.386.582	2.488.941	2.517.355	2.487.047	2.515.653	2.436.123	2.477.750	2.458.952	2.478.877	2.445.251	2.509.238	2.438.368	2.386.710	2.392.114	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,590	2,596	2,580	2,589	2,588	2,576	2,576	2,587	2,584	2,589	2,606	2,577	2,599	2,620	2,618	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG11	38,608	38,521	38,763	38,625	38,645	38,817	38,816	38,658	38,704	38,632	38,377	38,810	38,481	38,175	38,201	%	
TURBINA 12 Nm <sup>3</sup>	212.675	221.373	216.406	221.296	217.126	222.419	223.119	224.325	212.890	211.806	208.238	216.070	208.492	200.341	198.039	Nm3	3.214.615
KWh PCI	2.262.437	2.354.966	2.302.127	2.354.147	2.309.786	2.366.093	2.373.540	2.386.369	2.264.724	2.253.192	2.215.236	2.298.553	2.217.938	2.131.228	2.106.739	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,724	2,715	2,718	2,715	2,723	2,694	2,689	2,695	2,735	2,758	2,781	2,730	2,769	2,812	2,820	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG12	36,717	36,830	36,793	36,833	36,723	37,113	37,193	37,107	36,559	36,260	35,957	36,632	36,111	35,565	35,459	%	
POST GV11 Nm <sup>3</sup>	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Nm3	4
KWh PCI	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	KWh PCI	
POST GV12 Nm <sup>3</sup>	256	1.877	0	0	4	0	891	484	0	0	0	0	0	0	0	Nm3	3.512
KWh PCI	2.723	19.968	0	0	43	0	9.478	5.149	0	0	0	0	0	0	0	KWh PCI	
CALD. ERM Nm <sup>3</sup>	542	530	523	526	524	524	523	525	521	516	522	529	524	514	494	Nm3	7.837
KWh PCI	5.762	5.635	5.565	5.597	5.576	5.573	5.561	5.582	5.546	5.494	5.556	5.624	5.577	5.465	5.260	KWh PCI	
P.C.I.	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	KW/Nm3	
Total (PCI)	4.679.407	4.767.150	4.796.633	4.877.099	4.802.452	4.887.319	4.824.703	4.874.850	4.729.222	4.737.564	4.666.043	4.813.415	4.661.883	4.523.402	4.504.112	KWh	
P.C.S.	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	kW/Nm3	
Total (PCS)	5.191.864	5.289.216	5.321.927	5.411.205	5.328.383	5.422.545	5.353.071	5.408.710	5.247.133	5.256.389	5.177.035	5.340.547	5.172.420	5.018.774	4.997.372	KWh	
TOTAL Nm3	439.877	448.125	450.896	458.460	451.443	459.421	453.535	458.249	444.559	445.343	438.620	452.474	438.229	425.212	423.398	Nm3	6.687.841

2º Quincena de Febrero 2018

## ENERGIA ELECTRICA TURBINAS DE GAS

Día	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Tª Amb. Media	14,80	10,60	9,80	11,40	11,50	7,60	7,40	6,50	6,80	9,00	7,60	3,10	5,20

°C

**Total**

**Total Mes**

### TURBINA 11

Prod. Bruta	928.580	949.010	946.680	932.452	928.162	938.521	940.183	944.082	945.200	935.710	941.130	937.600	917.624	Kw
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h
Pot.media	38.691	39.542	39.445	38.852	38.673	39.105	39.174	39.337	39.383	38.988	39.214	39.067	38.234	Kw
T2media	16,44	12,00	11,32	12,82	13,60	10,76	9,40	8,68	8,06	10,12	8,98	6,16	6,14	°C
P2media	0,999	0,997	1,003	1,004	1,005	1,002	0,990	0,986	0,984	0,985	0,990	0,989	0,973	bar
CSA1	7.913	7.843	7.774	7.696	7.702	7.757	7.842	7.795	7.824	7.834	7.843	7.791	7.677	Kw

**12.184.934**  
**312**

**26.397.148**  
**669**

### TURBINA 12

Prod. Bruta	758.670	256.738	0	7.969	0	356.516	834.100	817.517	818.850	818.250	822.907	837.183	816.236	Kw
HORAS	24,00	8,25	0,00	0,50	0,00	10,75	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h
Pot.media	31.611	31.120	0	15.938	0	33.164	34.754	34.063	34.119	34.094	34.288	34.883	34.010	Kw
T2media	16,92	12,98	0,00	0,00	0,00	10,80	10,10	9,54	8,82	10,94	9,82	5,80	6,58	°C
P2media	0,995	0,998	0,000	0,000	0,000	0,992	0,989	0,985	0,984	0,988	0,988	0,985	0,968	bar
CSA2	15.565	10.974	7.500	7.943	7.562	11.390	15.505	15.476	15.504	15.488	15.765	15.797	15.593	Kw

**7.144.936**  
**212**

**19.641.142**  
**572**



## ENERGIA TERMICA

### CALDERA 11

Prod. 63 bar	939,0	1.085,0	1.065,0	1.023,0	1.020,0	985,0	932,0	928,0	928,0	931,0	934,0	931,0	921,0	Tn
CALOR	742	860	845	814	812	781	734	732	730	734	737	734	745	Gcal
Prod. Horaria	39	45	44	43	43	41	39	39	39	39	39	39	38	Tn/h
Consumo agua	925,0	1.056,0	1.025,0	985,0	983,0	959,0	923,0	925,0	918,0	923,0	922,0	923,0	914,0	Tn
Prod. 4 bar	234,0	216,0	195,0	190,0	189,0	207,0	234,0	232,0	232,0	234,0	233,0	233,0	228,0	Tn
CALOR	160	147	132	129	129	141	159	159	158	160	159	159	156	Gcal
Prod. Horaria	10	9	8	8	8	9	10	10	10	10	10	10	10	Tn/h
Consumo agua	236,0	219,0	199,0	195,0	195,0	211,0	236,0	236,0	234,0	228,0	227,0	227,0	222,0	Tn

26.412
20.841
39
26.048
6.387
4.360
10
6.506

### CALDERA 12

Prod. 63 bar	857,0	291,0	0,0	40,0	0,0	298,0	870,0	860,0	856,0	861,0	865,0	866,0	859,0	Tn
CALOR	679	230	0	0	0	266	685	678	674	679	682	683	675	Gcal
Prod. Horaria	36	35	#DIV/0!	80	#DIV/0!	28	36	36	36	36	36	36	36	Tn/h
Cons. agua AP	853,0	306,0	0,0	5,0	5,0	337,0	870,0	863,0	855,0	860,0	859,0	865,0	854,0	Tn
Prod. 4 bar	212,0	98,0	0,0	29,0	0,0	103,0	224,0	219,0	219,0	221,0	221,0	223,0	209,0	Tn
CALOR	145	62	0	18	0	70	153	149	150	151	151	153	143	Gcal
Prod. Horaria	9	12	#DIV/0!	58	#DIV/0!	10	9	9	9	9	9	9	9	Tn/h
Cons. agua BP	199,0	75,0	0,0	3,0	3,0	84,0	211,0	207,0	206,0	208,0	207,0	210,0	207,0	Tn
TOTAL	93,4	104,8	105,0	104,7	100,8	91,7	94,2	93,3	93,1	93,6	93,9	93,9	92,4	

20.668
16.281
36
20.684
5.329
3.636
9
4.974
94,8

Total Prod.	2.242,0	1.690,0	1.260,0	1.282,0	1.209,0	1.593,0	2.260,0	2.239,0	2.235,0	2.247,0	2.253,0	2.253,0	2.217,0	Tn
E.termica	1.708.367	1.290.307	966.506	981.010	927.167	1.214.634	1.721.114	1.705.437	1.702.298	1.711.256	1.716.080	1.715.850	1.689.781	kW
Turbina vapor	1.796,0	1.376,0	1.065,0	1.063,0	1.020,0	1.283,0	1.802,0	1.788,0	1.784,0	1.792,0	1.799,0	1.797,0	1.780,0	Tn
E.turbina vapor	197.560	151.360	117.150	116.930	112.200	141.130	198.220	196.680	196.240	197.120	197.890	197.670	195.800	kW

58.796
19.079.917
47.080
5.178.800

## CONSUMO DE GAS DE LA PLANTA

Día	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28		
TURBINA 11 Nm <sup>3</sup>	228.495	233.954	232.022	229.285	229.838	232.093	231.041	230.711	230.957	230.049	230.337	231.071	227.918	Nm3	6.459.644
KWh PCI	2.430.730	2.488.803	2.468.250	2.439.134	2.445.017	2.469.005	2.457.814	2.454.304	2.456.921	2.447.261	2.450.325	2.458.133	2.424.592	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,618	2,623	2,607	2,616	2,634	2,631	2,614	2,600	2,599	2,615	2,604	2,622	2,642	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG11	38,202	38,131	38,354	38,229	37,961	38,012	38,253	38,466	38,471	38,235	38,408	38,143	37,847	%	
TURBINA 12 Nm <sup>3</sup>	201.097	68.671	0	2.832	0	95.889	214.376	210.622	210.749	211.124	211.504	215.643	212.602	Nm3	5.069.724
KWh PCI	2.139.270	730.522	0	30.127	0	1.020.067	2.280.532	2.240.597	2.241.948	2.245.937	2.249.980	2.294.010	2.261.660	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,820	2,845	#¡DIV/0!	3,781	#¡DIV/0!	2,861	2,734	2,741	2,738	2,745	2,734	2,740	2,771	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG12	35,464	35,144	#¡DIV/0!	26,452	#¡DIV/0!	34,950	36,575	36,487	36,524	36,432	36,574	36,494	36,090	%	
POST GV11 Nm <sup>3</sup>	0	7.578	3.161	5	4	0	0	0	0	0	0	0	0	Nm3	10.752
KWh PCI	0	80.615	33.627	53	43	0	0	0	0	0	0	0	0	KWh PCI	
POST GV12 Nm <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Nm3	3.512
KWh PCI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	KWh PCI	
CALD. ERM Nm <sup>3</sup>	485	448	352	317	319	412	533	529	531	524	525	478	532	Nm3	13.821
KWh PCI	5.161	4.766	3.739	3.376	3.397	4.380	5.667	5.624	5.646	5.573	5.581	5.085	5.657	KWh PCI	
P.C.I.	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	KW/Nm3	
Total (PCI)	4.575.160	3.304.706	2.505.616	2.472.690	2.448.456	3.493.453	4.744.013	4.700.524	4.704.514	4.698.772	4.705.886	4.757.229	4.691.909	KWh	
P.C.S.	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	kW/Nm3	
Total (PCS)	5.076.200	3.666.614	2.780.014	2.743.482	2.716.594	3.876.031	5.263.544	5.215.293	5.219.720	5.213.348	5.221.242	5.278.208	5.205.735	KWh	
TOTAL Nm3	430.077	310.651	235.535	232.439	230.161	328.394	445.950	441.862	442.237	441.697	442.366	447.192	441.052	Nm3	11.557.453

1º Quincena de Febrero 2019

Modificaciones implementadas

## ENERGIA ELECTRICA TURBINAS DE GAS

Total

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Tª Amb. Media	10,00	8,40	6,80	9,10	13,60	11,80	10,80	9,80	13,80	12,80	9,20	11,10	11,20	12,40	18,20

°C

### TURBINA 11

Prod. Bruta	1.040.462	1.079.843	1.098.116	1.072.337	1.063.060	1.072.350	1.069.370	1.063.952	1.030.707	1.032.117	1.088.525	1.069.905	1.071.674	1.047.810	1.007.190	Kw	15.907.418
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h	360
Pot. media	43.353	44.993	45.755	44.681	44.294	44.681	44.557	44.331	42.946	43.005	45.355	44.579	44.653	43.659	41.966	Kw	
T2media	11,32	10,06	8,58	9,96	14,40	13,56	11,92	11,76	14,34	15,40	11,48	12,82	12,38	16,34	19,44	°C	
P2media	0,970	0,990	1,010	1,010	1,010	0,996	1,010	1,000	1,000	1,000	1,020	1,020	1,010	1,010	0,997	bar	
CSA1	10.599	10.796	10.832	10.792	10.777	10.809	10.829	10.760	10.686	10.721	10.885	10.828	10.812	10.764	10.702	Kw	

### TURBINA12

Prod. Bruta	981.191	1.013.962	1.012.461	1.004.575	998.100	1.005.940	1.012.120	997.123	978.007	985.249	1.015.615	1.000.562	999.534	984.050	962.000	Kw	14.950.489
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h	360
Pot. media	40.883	42.248	42.186	41.857	41.588	41.914	42.172	41.547	40.750	41.052	42.317	41.690	41.647	41.002	40.083	Kw	
T2media	11,18	10,04	8,60	10,14	14,26	13,34	11,96	12,58	14,28	15,42	11,82	12,92	12,60	15,48	19,18	°C	
P2media	0,960	0,980	0,998	0,999	1,000	1,010	0,995	0,990	0,989	0,989	1,002	1,003	1,000	0,997	1,010	bar	
CSA2	9.118	9.234	9.272	9.148	9.146	9.297	9.282	9.255	9.311	9.248	9.309	9.248	9.242	9.323	9.302	Kw	



## ENERGIA TERMICA

### CALDERA 11

Prod. 63 bar	923,0	945,0	951,0	933,0	956,0	949,0	953,0	948,0	939,0	941,0	964,0	948,0	944,0	947,0	937,0	Tn	14.178
CALOR	719	735	740	725	745	739	744	738	733	735	751	738	734	739	734	Gcal	11.049
Prod. Horaria	38	39	40	39	40	40	40	40	39	39	40	40	39	39	39	Tn/h	39
Consumo agua	907,0	923,0	929,0	916,0	931,0	927,0	929,0	923,0	915,0	919,0	938,0	924,0	921,0	924,0	907,0	Tn	13.833
Prod. 4 bar	237,0	242,0	247,0	243,0	239,0	241,0	240,0	240,0	233,0	232,0	243,0	238,0	239,0	231,0	202,0	Tn	3.547
CALOR	161	166	169	166	164	164	164	164	159	159	166	163	163	158	138	Gcal	2.424
Prod. Horaria	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8	Tn/h	10
Consumo agua	241,0	249,0	253,0	250,0	247,0	248,0	248,0	247,0	241,0	241,0	253,0	249,0	250,0	244,0	219,0	Tn	3.680

### CALDERA 12

Prod. 63 bar	857,0	870,0	860,0	860,0	879,0	871,0	879,0	864,0	867,0	874,0	872,0	863,0	855,0	865,0	895,0	Tn	13.031
CALOR	665	675	664	664	682	675	681	668	673	679	675	667	660	671	698	Gcal	10.097
Prod. Horaria	36	36	36	36	37	36	37	36	36	36	36	36	36	36	37	Tn/h	36
Cons. agua AP	880,0	892,0	883,0	881,0	899,0	891,0	897,0	884,0	888,0	895,0	894,0	884,0	876,0	886,0	909,0	Tn	13.339
Prod. 4 bar	243,0	250,0	252,0	251,0	249,0	251,0	252,0	251,0	247,0	248,0	254,0	251,0	253,0	248,0	230,0	Tn	3.730
CALOR	166	171	173	171	171	172	172	172	169	170	174	172	173	170	157	Gcal	2.553
Prod. Horaria	10	10	11	10	10	10	11	10	10	10	11	10	11	10	10	Tn/h	10
Cons. agua BP	226,0	233,0	236,0	235,0	233,0	234,0	235,0	234,0	230,0	230,0	238,0	235,0	236,0	231,0	215,0	Tn	3.481
TOTAL	94,2	96,1	96,3	95,3	96,8	96,3	96,8	96,0	95,3	95,6	97,2	95,8	95,5	95,5	94,3		95,8

Total Prod.	2.260,0	2.307,0	2.310,0	2.287,0	2.323,0	2.312,0	2.324,0	2.303,0	2.286,0	2.295,0	2.333,0	2.300,0	2.291,0	2.291,0	2.264,0	Tn	34.486
E.termica	1.990	2.031	2.030	2.007	2.049	2.035	2.048	2.026	2.016	2.027	2.053	2.023	2.012	2.021	2.008	kW	30.376
Turbina vapor	1.780,0	1.815,0	1.811,0	1.793,0	1.835,0	1.820,0	1.832,0	1.812,0	1.806,0	1.815,0	1.836,0	1.811,0	1.799,0	1.812,0	1.832,0	Tn	27.209
E.turbina vapor	195.800	199.650	199.210	197.230	201.850	200.200	201.520	199.320	198.660	199.650	201.960	199.210	197.890	199.320	201.520	kW	2.992.990



## CONSUMO DE GAS DE LA PLANTA

Dia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
TURBINA 11 Nm³	246.434	256.468	260.387	254.590	253.551	255.396	254.140	253.811	247.372	246.844	258.745	252.007	252.332	247.970	240.971	Nm3	3.781.018
KWh PCI	2.611.379	2.707.997	2.749.612	2.689.544	2.677.654	2.695.757	2.683.187	2.679.027	2.613.292	2.610.161	2.750.696	2.668.617	2.689.798	2.645.535	2.550.883	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,510	2,508	2,504	2,508	2,519	2,514	2,509	2,518	2,535	2,529	2,527	2,494	2,510	2,525	2,533	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG11	39,843	39,876	39,937	39,871	39,701	39,779	39,854	39,714	39,441	39,542	39,573	40,092	39,842	39,607	39,484	%	
TURBINA 12 Nm³	252.338	261.258	261.143	259.102	258.729	260.749	262.034	259.454	255.897	256.542	263.341	257.117	256.689	253.785	250.757	Nm3	3.868.935
KWh PCI	2.673.941	2.758.574	2.757.595	2.737.210	2.732.337	2.752.259	2.766.531	2.738.590	2.703.352	2.712.709	2.799.556	2.722.729	2.736.242	2.707.574	2.654.476	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,725	2,721	2,724	2,725	2,738	2,736	2,733	2,746	2,764	2,753	2,757	2,721	2,738	2,751	2,759	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG12	36,695	36,757	36,715	36,701	36,529	36,550	36,584	36,410	36,178	36,320	36,278	36,748	36,529	36,344	36,241	%	
POST GV11 Nm³	23	0	48	0	0	4	0	0	0	0	0	0	11	8	0	Nm3	94
KWh PCI	244	0	507	0	0	42	0	0	0	0	0	0	117	85	0	KWh PCI	
POST GV12 Nm³	15	0	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	4	0	Nm3	63
KWh PCI	159	0	338	0	0	0	0	0	0	0	0	0	128	43	0	KWh PCI	
CALD. ERM Nm³	496	503	490	482	493	485	491	493	480	493	491	488	490	489	486	Nm3	7.351
KWh PCI	5.256	5.309	5.172	5.096	5.209	5.120	5.188	5.198	5.075	5.210	5.221	5.166	5.223	5.220	5.149	KWh PCI	
P.C.I.	10,597	10,559	10,560	10,564	10,561	10,555	10,558	10,555	10,564	10,574	10,631	10,589	10,660	10,669	10,586	KWNm3	
Total (PCI)	5.290.978	5.471.880	5.513.223	5.431.851	5.415.200	5.453.179	5.454.906	5.422.816	5.321.719	5.328.081	5.555.473	5.396.512	5.431.509	5.358.457	5.210.508	KWh	
P.C.S.	11,757	11,715	11,716	11,721	11,717	11,711	11,714	11,711	11,721	11,732	11,795	11,749	11,827	11,837	11,745	kW/Nm3	
Total (PCS)	5.870.341	6.071.051	6.116.921	6.026.638	6.008.164	6.050.302	6.052.218	6.016.614	5.904.447	5.911.505	6.163.797	5.987.430	6.026.259	5.945.207	5.781.058	KWh	
TOTAL Nm3	499.306	518.229	522.100	514.174	512.773	516.634	516.665	513.758	503.749	503.879	522.577	509.612	509.534	502.256	492.214	Nm3	7.657.461

## AGUA WATER INJECTION

TG-12	57.460	58.815	57.698	57.946	57.619	60.445	63.432	63.242	62.177	62.525	63.798	62.610	63.185	62.238	60.522	GAL	913.712
-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	-----	---------

2º Quincena de Febrero 2019

Modificaciones implementadas

## ENERGIA ELECTRICA TURBINAS DE GAS

Día	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Tª Amb. Media	17,00	18,50	11,40	12,00	11,60	13,20	16,40	13,20	14,20	13,90	16,60	16,20	12,60

**Total**

**Total Mes**

### TURBINA 11

Prod. Bruta	964.387	974.913	1.035.825	1.045.065	1.042.826	1.033.973	1.007.311	1.020.600	1.027.630	1.039.310	1.011.960	995.970	1.035.855	Kw
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h
Pot.media	40.183	40.621	43.159	43.544	43.451	43.082	41.971	42.525	42.818	43.305	42.165	41.499	43.161	Kw
T2media	17,48	19,40	13,50	13,84	13,50	14,58	18,50	15,24	15,52	16,08	18,28	18,72	13,86	°C
P2media	1,010	1,000	1,000	1,010	1,010	1,010	1,010	1,016	1,014	1,000	1,010	1,010	1,010	bar
CSA1	10.760	10.831	10.946	10.948	10.869	10.763	10.708	10.754	10.771	10.831	10.827	10.816	10.812	Kw

13.235.625	29.143.043
312	672

### TURBINA12

Prod. Bruta	927.700	946.900	1.002.990	999.230	994.306	984.165	960.609	981.800	985.280	988.250	956.970	961.986	992.087	Kw
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h
Pot.media	38.654	39.454	41.791	41.635	41.429	41.007	40.025	40.908	41.053	41.177	39.874	40.083	41.337	Kw
T2media	17,78	19,64	13,82	14,20	14,00	14,96	19,22	15,30	15,86	16,66	18,50	18,54	14,24	°C
P2media	0,994	0,990	0,990	0,992	0,992	0,996	1,000	1,001	1,001	1,010	0,996	0,997	1,001	bar
CSA2	9.221	9.249	9.350	9.249	9.102	9.067	9.111	9.058	9.072	9.172	9.324	9.351	9.315	Kw

12.682.273	27.632.762
312	672



## ENERGIA TERMICA

### CALDERA 11

Prod. 63 bar	909,0	933,0	944,0	949,0	945,0	949,0	942,0	949,0	952,0	952,0	947,0	941,0	951,0	Tn	26.441
CALOR	710	731	737	740	738	741	737	743	744	744	741	736	744	Gcal	20.635
Prod. Horaria	38	39	39	40	39	40	39	40	40	40	39	39	40	Tn/h	39
Consumo agua	890,0	921,0	911,0	924,0	921,0	923,0	919,0	923,0	926,0	927,0	923,0	915,0	925,0	Tn	25.781
Prod. 4 bar	218,0	218,0	228,0	231,0	230,0	227,0	220,0	225,0	223,0	226,0	221,0	218,0	225,0	Tn	6.457
CALOR	149	148	157	158	156	155	151	153	153	155	151	148	154	Gcal	4.412
Prod. Horaria	9	9	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	Tn/h	10
Consumo agua	231,0	234,0	241,0	246,0	244,0	242,0	238,0	240,0	241,0	243,0	240,0	236,0	243,0	Tn	6.799

### CALDERA 12

Prod. 63 bar	849,0	874,0	882,0	876,0	872,0	872,0	872,0	882,0	884,0	878,0	872,0	878,0	882,0	Tn	24.404
CALOR	660	681	685	679	676	677	678	686	687	682	678	684	685	Gcal	18.935
Prod. Horaria	35	36	37	37	36	36	36	37	37	37	36	37	37	Tn/h	36
Cons. agua AP	865,0	903,0	890,0	895,0	891,0	892,0	892,0	900,0	902,0	897,0	892,0	895,0	899,0	Tn	24.952
Prod. 4 bar	240,0	243,0	250,0	253,0	251,0	248,0	245,0	249,0	249,0	250,0	246,0	246,0	252,0	Tn	6.952
CALOR	165	165	172	173	172	170	168	170	170	171	169	168	173	Gcal	4.759
Prod. Horaria	10	10	10	11	10	10	10	10	10	10	10	10	11	Tn/h	10
Cons. agua BP	222,0	227,0	231,0	235,0	233,0	231,0	227,0	231,0	231,0	232,0	228,0	227,0	233,0	Tn	6.469
TOTAL	92,3	94,5	96,0	96,2	95,8	95,7	95,0	96,0	96,2	96,1	95,3	95,1	96,3		95,6

Total Prod.	2.216,0	2.268,0	2.304,0	2.309,0	2.298,0	2.296,0	2.279,0	2.305,0	2.308,0	2.306,0	2.286,0	2.283,0	2.310,0	Tn	64.254
E.termica	1.686.579	1.727.048	1.753.347	1.756.580	1.748.292	1.747.413	1.735.221	1.754.592	1.757.177	1.755.147	1.740.485	1.738.476	1.758.171	kW	22.688.901
Turbina vapor	1.758,0	1.807,0	1.826,0	1.825,0	1.817,0	1.821,0	1.814,0	1.831,0	1.836,0	1.830,0	1.819,0	1.819,0	1.833,0	Tn	50.845
E.turbina vapor	193.380	198.770	200.860	200.750	199.870	200.310	199.540	201.410	201.960	201.300	200.090	200.090	201.630	kW	5.592.950



## CONSUMO DE GAS DE LA PLANTA

Día	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28		
TURBINA 11 Nm <sup>3</sup>	235.794	238.709	250.126	253.144	252.199	251.228	246.408	248.935	249.118	250.319	245.159	239.770	248.398	Nm3	6.990.325
KWh PCI	2.479.290	2.506.068	2.625.027	2.660.579	2.645.191	2.635.233	2.583.342	2.607.816	2.624.327	2.629.534	2.596.321	2.544.436	2.628.384	KWh PCI	33.765.549
Cons.Esp.(PCI)	2,571	2,571	2,534	2,546	2,537	2,549	2,565	2,555	2,554	2,530	2,566	2,555	2,537	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG11	38,898	38,902	39,460	39,280	39,423	39,236	38,993	39,136	39,158	39,524	38,977	39,143	39,410	%	
TURBINA 12 Nm <sup>3</sup>	246.736	251.651	262.301	262.763	261.301	259.843	255.464	260.253	259.742	259.192	252.470	251.680	258.671	Nm3	7.211.002
KWh PCI	2.594.342	2.641.939	2.752.801	2.761.676	2.740.658	2.725.600	2.678.285	2.726.382	2.736.246	2.722.742	2.673.747	2.670.825	2.737.087	KWh PCI	35.162.328
Cons.Esp.(PCI)	2,797	2,790	2,745	2,764	2,756	2,769	2,788	2,777	2,777	2,755	2,794	2,776	2,759	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG12	35,759	35,841	36,435	36,182	36,280	36,108	35,867	36,011	36,008	36,296	35,791	36,018	36,246	%	
POST GV11 Nm <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	Nm3	98
KWh PCI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42	0	0	0	KWh PCI	42
POST GV12 Nm <sup>3</sup>	0	0	-10	10	0	0	0	0	0	7	3	0	0	Nm3	73
KWh PCI	0	0	-116	117	0	0	0	0	0	82	35	0	0	KWh PCI	10
CALD. ERM Nm <sup>3</sup>	471	490	494	496	494	494	488	488	490	491	485	481	489	Nm3	13.701
KWh PCI	4.948	5.143	5.187	5.213	5.179	5.182	5.119	5.108	5.165	5.157	5.132	5.101	5.176	KWh PCI	66.810
P.C.I.	10,515	10,498	10,495	10,510	10,489	10,489	10,484	10,476	10,534	10,505	10,590	10,612	10,581	KW/Nm3	
Total (PCI)	5.078.580	5.153.150	5.382.898	5.427.584	5.391.028	5.366.015	5.266.746	5.339.305	5.365.738	5.357.557	5.275.236	5.220.362	5.370.647	KWh	
P.C.S.	11,666	11,648	11,644	11,661	11,637	11,638	11,632	11,623	11,688	11,655	11,750	11,774	11,740	kW/Nm3	
Total (PCS)	5.634.684	5.717.420	5.972.339	6.021.892	5.981.346	5.953.594	5.843.455	5.923.959	5.953.286	5.944.201	5.852.870	5.791.992	5.958.733	KWh	
TOTAL Nm3	483.001	490.850	512.911	516.413	513.994	511.565	502.360	509.676	509.350	510.013	498.117	491.931	507.558	Nm3	14.215.199

## AGUA WATER INJECTION

TG-12	59.802	61.515	63.045	63.627	63.010	62.662	61.422	62.826	62.399	62.179	60.931	61.180	62.987	GAL	1.721.297
-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	-----	-----------

1º Quincena de Marzo 2018

## ENERGIA ELECTRICA TURBINAS DE GAS

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Tª Amb. Media	15,20	10,20	15,40	14,80	10,80	10,00	11,00	14,40	18,20	17,40	16,00	13,00	13,20	15,00	13,40

total

### TURBINA 11

Prod. Bruta	851.133	892.850	877.106	881.807	883.072	908.970	913.880	882.840	846.617	841.206	867.754	908.442	892.013	865.978	885.040	Kw
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h
Pot.media	35.464	37.202	36.546	36.742	36.795	37.874	38.078	36.785	35.276	35.050	36.156	37.852	37.167	36.082	36.877	Kw
T2media	14,78	12,20	14,74	15,70	13,90	11,36	12,58	15,12	18,78	19,70	16,74	13,30	16,28	17,04	14,82	°C
P2media	0,963	0,970	0,970	0,972	0,967	0,974	0,987	0,982	0,982	0,976	0,968	0,987	0,990	0,979	0,973	bar
CSA1	7.698	7.699	7.755	7.705	7.727	7.825	7.773	7.834	7.843	7.838	7.735	7.774	7.714	7.716	7.685	Kw

13.198.708  
360

### TURBINA12

Prod. Bruta	705.480	762.427	735.483	740.199	744.541	777.210	778.390	735.650	684.664	673.341	710.188	764.707	743.255	708.405	735.670	Kw
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h
Pot.media	29.395	31.768	30.645	30.842	31.023	32.384	32.433	30.652	28.528	28.056	29.591	31.863	30.969	29.517	30.653	Kw
T2media	14,50	12,68	15,20	16,80	14,42	11,74	13,50	15,42	19,36	19,96	17,26	13,24	17,32	17,36	15,26	°C
P2media	0,956	0,968	0,968	0,970	0,966	0,971	0,981	0,979	0,977	0,973	0,968	0,985	0,988	0,974	0,971	bar
CSA2	15.630	15.607	15.644	15.563	15.541	15.444	15.534	15.405	15.456	15.325	15.405	15.561	15.606	15.624	13.080	Kw

10.999.610  
360



## ENERGIA TERMICA

### CALDERA 11

Prod. 63 bar	903,0	911,0	911,0	913,0	908,0	917,0	923,0	916,0	915,0	908,0	909,0	927,0	924,0	912,0	912,0	Tn	13.709
CALOR	696	719	720	722	717	724	728	725	725	720	719	733	730	722	721	Gcal	10.821
Prod. Horaria	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	39	39	38	38	Tn/h	38
Consumo agua	897,0	908,0	907,0	908,0	908,0	912,0	914,0	912,0	909,0	905,0	906,0	920,0	919,0	910,0	905,0	Tn	13.640
Prod. 4 bar	213,0	222,0	220,0	220,0	220,0	226,0	222,0	219,0	212,0	212,0	216,0	225,0	223,0	216,0	220,0	Tn	3.286
CALOR	145	152	150	150	150	154	153	148	146	144	147	154	152	148	150	Gcal	2.243
Prod. Horaria	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	Tn/h	9
Consumo agua	208,0	217,0	215,0	215,0	216,0	220,0	240,0	234,0	217,0	216,0	220,0	229,0	227,0	222,0	224,0	Tn	3.320

### CALDERA 12

Prod. 63 bar	821,0	837,0	833,0	837,0	832,0	846,0	852,0	839,0	828,0	820,0	825,0	853,0	847,0	829,0	834,0	Tn	12.533
CALOR	652	663	659	663	662	669	673	665	658	653	655	675	672	658	660	Gcal	9.937
Prod. Horaria	34	35	35	35	35	35	36	35	35	34	34	36	35	35	35	Tn/h	35
Cons. agua AP	812,0	835,0	827,0	831,0	832,0	841,0	844,0	833,0	820,0	810,0	818,0	846,0	843,0	825,0	828,0	Tn	12.445
Prod. 4 bar	193,0	205,0	201,0	201,0	202,0	210,0	210,0	202,0	192,0	190,0	197,0	209,0	206,0	198,0	203,0	Tn	3.019
CALOR	131	141	137	138	138	143	143	138	132	130	135	143	140	135	139	Gcal	2.063
Prod. Horaria	8	9	8	8	8	9	9	8	8	8	8	9	9	8	8	Tn/h	8
Cons. agua BP	183,0	196,0	192,0	192,0	194,0	200,0	199,0	193,0	184,0	181,0	188,0	199,0	196,0	190,0	193,0	Tn	2.880
TOTAL	88,8	90,6	90,2	90,5	90,1	91,6	92,0	90,7	89,5	88,8	89,5	92,3	91,7	89,8	90,4		90,4

Total Prod.	2.130,0	2.175,0	2.165,0	2.171,0	2.162,0	2.199,0	2.207,0	2.176,0	2.147,0	2.130,0	2.147,0	2.214,0	2.200,0	2.155,0	2.169,0	Tn	32.547
E.termica	1.888	1.948	1.937	1.945	1.938	1.965	1.973	1.949	1.931	1.915	1.926	1.983	1.970	1.934	1.942	kW	29.144
Turbina vapor	1.724,0	1.748,0	1.744,0	1.750,0	1.740,0	1.763,0	1.775,0	1.755,0	1.743,0	1.728,0	1.734,0	1.780,0	1.771,0	1.741,0	1.746,0	Tn	26.242
E.turbina vapor	189.640	192.280	191.840	192.500	191.400	193.930	195.250	193.050	191.730	190.080	190.740	195.800	194.810	191.510	192.060	kW	2.886.620

## CONSUMO DE GAS DE LA PLANTA

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
TURBINA 11 Nm <sup>3</sup>	212.363	220.825	215.738	217.722	218.456	222.881	224.879	219.225	211.359	210.781	215.409	223.696	221.921	214.931	218.080	Nm3	3.268.266
KWh PCI	2.259.118	2.349.136	2.295.021	2.316.127	2.323.935	2.371.008	2.392.263	2.332.116	2.248.437	2.242.288	2.291.521	2.379.678	2.360.796	2.286.436	2.319.935	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,654	2,631	2,617	2,627	2,632	2,608	2,618	2,642	2,656	2,666	2,641	2,620	2,647	2,640	2,621	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG11	37,675	38,008	38,218	38,072	37,999	38,337	38,201	37,856	37,654	37,516	37,868	38,175	37,784	37,875	38,149	%	
TURBINA 12 Nm <sup>3</sup>	195.483	192.466	192.819	194.875	196.166	202.063	203.207	195.089	184.394	182.466	189.348	200.681	197.440	189.001	193.871	Nm3	2.909.369
KWh PCI	2.079.548	2.047.453	2.051.209	2.073.080	2.086.814	2.149.546	2.161.716	2.075.357	1.961.583	1.941.073	2.014.284	2.134.844	2.100.367	2.010.593	2.062.400	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,948	2,685	2,789	2,801	2,803	2,766	2,777	2,821	2,865	2,883	2,836	2,792	2,826	2,838	2,803	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG12	33,925	37,238	35,856	35,705	35,678	36,157	36,008	35,447	34,904	34,689	35,258	35,820	35,387	35,234	35,671	%	
POST GV11 Nm <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	4	0	0	4	0	Nm3	12
KWh PCI	0	0	0	0	0	0	0	0	43	0	43	0	0	43	0	KWh PCI	
POST GV12 Nm <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Nm3	5
KWh PCI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	KWh PCI	
CALD. ERM Nm <sup>3</sup>	525	519	509	523	526	528	523	484	493	478	467	512	476	431	446	Nm3	7.441
KWh PCI	5.589	5.526	5.416	5.562	5.598	5.620	5.565	5.150	5.246	5.085	4.965	5.448	5.059	4.587	4.747	KWh PCI	
P.C.I.	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	KW/Nm3	
Total (PCI)	4.344.255	4.402.116	4.351.645	4.394.769	4.416.347	4.526.174	4.559.544	4.412.623	4.215.309	4.188.446	4.310.812	4.519.971	4.466.221	4.301.658	4.387.135	KWh	
P.C.S.	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	kW/Nm3	
Total (PCS)	4.820.008	4.884.205	4.828.207	4.876.053	4.899.995	5.021.849	5.058.874	4.895.862	4.676.940	4.647.136	4.782.902	5.014.966	4.955.331	4.772.745	4.867.584	KWh	
TOTAL Nm3	408.371	413.810	409.066	413.120	415.148	425.472	428.609	414.798	396.250	393.725	405.228	424.889	419.837	404.367	412.402	Nm3	6.185.093





2º Quincena de Marzo 2018

## ENERGIA ELECTRICA TURBINAS DE GAS

Día	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Tª Amb. Media	10,60	9,40	11,20	8,20	6,60	10,80	11,40	12,80	9,70	8,80	12,60	13,80	13,20	13,40	12,80	12,20

**Total**

**Total Mes**

### TURBINA 11

Prod. Bruta	912.960	920.300	915.750	936.244	934.838	924.068	923.323	893.687	893.990	873.440	907.280	883.205	879.804	880.097	880.159	862.720	Kw
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	23,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	23,41	h
Pot.media	38.040	38.346	38.156	39.010	38.952	38.503	38.472	37.237	37.250	37.976	37.803	36.800	36.659	36.671	36.673	36.853	Kw
T2media	12,02	0,00	11,72	8,04	8,82	11,56	12,42	14,36	11,62	10,52	14,14	15,16	16,24	15,32	13,50	12,36	°C
P2media	0,983	0,979	0,979	0,984	0,999	1,010	1,004	0,990	0,978	0,988	1,003	1,004	0,994	0,987	0,978	0,988	bar
CSA1	7.821	7.814	7.825	7.850	7.898	7.924	7.897	7.778	7.784	7.519	7.910	7.792	7.735	7.831	7.765	7.593	Kw

**14.421.865**  
382

**27.620.573**  
742

### TURBINA12

Prod. Bruta	774.290	792.580	783.810	814.270	805.454	783.740	784.340	750.916	752.860	743.900	764.848	735.503	735.714	736.875	737.298	748.926	Kw
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	23,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h
Pot.media	32.262	33.024	32.659	33.928	33.561	32.656	32.681	31.288	31.369	32.343	31.869	30.646	30.655	30.703	30.721	31.205	Kw
T2media	12,72	0,00	11,70	8,36	9,20	12,26	13,08	15,24	12,00	10,84	13,26	15,34	15,84	16,04	14,06	12,94	°C
P2media	0,977	0,975	0,978	0,982	0,996	1,005	1,003	0,985	0,975	0,985	0,997	1,000	0,992	0,983	0,978	0,992	bar
CSA2	11.575	11.550	11.591	11.546	11.444	11.483	11.428	11.003	10.992	10.624	11.501	11.718	11.490	11.599	11.521	11.479	Kw

**12.245.324**  
383

**23.244.934**  
743



## ENERGIA TERMICA

### CALDERA 11

Prod. 63 bar	920,0	921,0	922,0	929,0	932,0	940,0	934,0	919,0	913,0	883,0	932,0	933,0	936,0	916,0	911,0	884,0	Tn
CALOR	727	726	727	733	734	742	738	725	721	696	737	738	742	724	720	697	Gcal
Prod. Horaria	38	38	38	39	39	39	39	38	38	38	39	39	39	38	38	38	Tn/h
Consumo agua	910,0	914,0	915,0	921,0	924,0	931,0	926,0	914,0	910,0	879,0	922,0	927,0	925,0	913,0	909,0	881,0	Tn
Prod. 4 bar	223,0	226,0	224,0	229,0	229,0	227,0	228,0	221,0	220,0	214,0	223,0	219,0	214,0	219,0	218,0	217,0	Tn
CALOR	153	153	154	156	156	155	156	151	150	147	152	149	146	150	149	148	Gcal
Prod. Horaria	9	9	9	10	10	9	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	Tn/h
Consumo agua	226,0	229,0	228,0	231,0	232,0	231,0	232,0	230,0	235,0	229,0	238,0	234,0	226,0	231,0	229,0	221,0	Tn

28.434
22.448
38
28.261
6.837
4.668
9
7.002

### CALDERA 12

Prod. 63 bar	847,0	851,0	853,0	862,0	861,0	866,0	859,0	842,0	836,0	813,0	855,0	803,0	691,0	837,0	835,0	837,0	Tn
CALOR	670	672	674	679	680	685	679	666	661	643	676	638	547	663	661	662	Gcal
Prod. Horaria	35	35	36	36	36	36	36	35	35	35	36	33	29	35	35	35	Tn/h
Cons. agua AP	841,0	850,0	851,0	867,0	875,0	878,0	872,0	852,0	845,0	822,0	861,0	815,0	697,0	846,0	840,0	847,0	Tn
Prod. 4 bar	209,0	213,0	211,0	217,0	215,0	212,0	213,0	205,0	203,0	201,0	208,0	192,0	164,0	202,0	202,0	205,0	Tn
CALOR	143	146	144	149	147	145	145	140	139	137	143	131	112	138	138	140	Gcal
Prod. Horaria	9	9	9	9	9	9	9	9	8	9	9	8	7	8	8	9	Tn/h
Cons. agua BP	198,0	202,0	201,0	206,0	205,0	202,0	202,0	199,0	203,0	200,0	206,0	192,0	162,0	202,0	201,0	201,0	Tn
TOTAL	91,6	92,1	92,1	93,2	93,2	93,5	93,1	91,1	90,5	91,8	92,4	89,5	83,5	90,6	90,3	90,4	

25.881
20.493
35
25.904
6.291
4.300
8
6.062
90,8

Total Prod.	2.199,0	2.211,0	2.210,0	2.237,0	2.237,0	2.245,0	2.234,0	2.187,0	2.172,0	2.111,0	2.218,0	2.147,0	2.005,0	2.174,0	2.166,0	2.143,0	Tn
E.termica	1.676.229	1.684.842	1.684.517	1.704.443	1.704.673	1.711.528	1.702.664	1.667.501	1.656.073	1.609.116	1.691.257	1.637.833	1.530.178	1.657.873	1.651.709	1.633.427	kW
Turbina vapor	1.767,0	1.772,0	1.775,0	1.791,0	1.793,0	1.806,0	1.793,0	1.761,0	1.749,0	1.696,0	1.787,0	1.736,0	1.627,0	1.753,0	1.746,0	1.721,0	Tn
E.turbina vapor	194.370	194.920	195.250	197.010	197.230	198.660	197.230	193.710	192.390	186.560	196.570	190.960	178.970	192.830	192.060	189.310	kW

67.443
26.633.008
54.315
5.974.650



## CONSUMO DE GAS DE LA PLANTA

Día	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
TURBINA 11	229.292	234.138	235.624	240.121	238.562	237.063	235.582	228.828	222.944	218.248	227.117	222.331	221.633	221.100	220.000	216.707	Nm3	6.917.556
Nm <sup>3</sup> KWh	2.439.208	2.490.760	2.506.568	2.554.407	2.537.823	2.521.876	2.506.121	2.434.272	2.371.678	2.321.722	2.416.071	2.365.157	2.357.732	2.352.062	2.340.360	2.305.329	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,672	2,706	2,737	2,728	2,715	2,729	2,714	2,724	2,653	2,658	2,663	2,678	2,680	2,673	2,659	2,672	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG11	37,429	36,949	36,534	36,652	36,836	36,642	36,843	36,713	37,694	37,620	37,552	37,342	37,316	37,418	37,608	37,423	%	
TURBINA 12	206.519	213.243	214.069	220.276	217.598	213.652	212.762	204.855	200.224	197.338	204.027	197.814	197.376	197.788	196.591	200.206	Nm3	6.203.707
Nm <sup>3</sup> KWh	2.196.949	2.268.479	2.277.266	2.343.296	2.314.808	2.272.830	2.263.362	2.179.247	2.129.983	2.099.282	2.170.439	2.104.345	2.099.686	2.104.069	2.091.335	2.129.791	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,837	2,862	2,905	2,878	2,874	2,900	2,886	2,902	2,829	2,822	2,838	2,861	2,854	2,855	2,836	2,844	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG12	35,244	34,939	34,419	34,749	34,796	34,483	34,654	34,458	35,346	35,436	35,239	34,952	35,039	35,021	35,255	35,164	%	
POST GV11 Nm <sup>3</sup>	4	0	0	0	0	0	4	0	0	4	0	0	4	0	0	8	Nm3	36
KWh PCI	43	0	0	0	0	0	43	0	0	43	0	0	43	0	0	85	KWh PCI	
POST GV12 Nm <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	Nm3	13
KWh PCI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94	KWh PCI	
CALD. ERM Nm <sup>3</sup>	463	472	537	542	532	532	496	490	479	463	477	470	479	500	512	500	Nm3	15.384
KWh PCI	4.921	5.019	5.715	5.766	5.661	5.657	5.277	5.213	5.091	4.930	5.080	4.996	5.093	5.321	5.442	5.315	KWh PCI	
P.C.I.	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	10,638	KW/Nm3	
Total (PCI)	4.641.120	4.764.258	4.789.549	4.903.469	4.858.291	4.800.364	4.774.803	4.618.733	4.506.753	4.425.976	4.591.589	4.474.498	4.462.553	4.461.451	4.437.137	4.440.615	KWh	
P.C.S.	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	11,803	kw/Nm3	
Total (PCS)	5.149.384	5.286.007	5.314.067	5.440.463	5.390.337	5.326.066	5.297.706	5.124.544	5.000.301	4.910.678	5.094.429	4.964.514	4.951.261	4.950.039	4.923.061	4.926.911	KWh	
TOTAL Nm3	436.278	447.853	450.230	460.939	456.692	451.247	448.844	434.173	423.647	416.053	431.621	420.615	419.492	419.388	417.103	417.429	Nm3	13.136.696



1º Quincena de Marzo 2019

Modificaciones implementadas

## ENERGIA ELECTRICA TURBINAS DE GAS

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Tª Amb. Media	12,20	16,20	17,00	16,00	14,00	15,40	12,80	13,00	18,20	14,00	13,40	13,60	10,60	11,30	13,80

°C

### TURBINA 11

Prod. Bruta	1.033.444	994.624	976.687	314.842	587.193	982.340	1.047.190	1.055.251	1.028.883	1.055.436	1.071.745	1.064.233	1.086.542	1.073.560	1.056.780	Kw
HORAS	24,00	24,00	24,00	7,83	15,17	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	h
Pot. media	43.060	41.443	40.695	40.193	38.708	40.931	43.633	43.969	42.870	43.977	44.656	44.343	45.273	44.732	44.033	Kw
T2media	13,70	16,98	18,86	18,60	19,28	17,10	14,34	13,86	18,84	16,36	14,66	14,58	11,48	12,54	14,46	°C
P2media	1,010	1,010	1,000	1,000	0,993	0,980	1,000	1,010	1,010	1,020	1,020	1,010	1,013	1,020	1,010	bar
CSA1	10.874	10.857	10.747	5.844	8.011	10.518	10.669	10.753	10.706	10.778	10.824	10.811	10.780	10.762	10.727	Kw

Total

**14.428.750**  
335

### TURBINA12

Prod. Bruta	989.456	971.052	944.734	961.738	427.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Kw
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	10,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	h
Pot. media	41.227	40.461	39.364	40.072	41.003	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	Kw
T2media	13,90	17,08	19,06	17,60	9,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	°C
P2media	0,998	0,996	0,988	0,987	0,996	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	bar
CSA2	9.316	9.286	9.294	10.172	4.594	209	104	253	226	243	309	521	285	368	302	Kw

**4.294.230**  
106

## ENERGIA TERMICA

### CALDERA 11

Prod. 63 bar	952,0	946,0	940,0	303,0	538,0	914,0	940,0	957,0	949,0	956,0	963,0	962,0	960,0	958,0	949,0	Tn	13.187
CALOR	735	729	724	236	417	706	723	737	731	738	742	744	747	748	742	Gcal	10.199
Prod. Horaria	40	39	39	39	35	38	39	40	40	40	40	40	40	40	40	Tn/h	39
Consumo agua	924,0	920,0	914,0	308,0	530,0	906,0	925,0	939,0	933,0	940,0	944,0	944,0	944,0	944,0	935,0	Tn	12.950
Prod. 4 bar	226,0	219,0	213,0	68,0	124,0	221,0	237,0	235,0	232,0	236,0	239,0	228,0	233,0	227,0	224,0	Tn	3.162
CALOR	154	150	146	46	84	151	162	161	158	162	163	155	159	115	153	Gcal	2.119
Prod. Horaria	9	9	9	9	8	9	10	10	10	10	10	10	10	9	9	Tn/h	9
Consumo agua	244,0	239,0	235,0	82,0	140,0	239,0	252,0	252,0	250,0	255,0	257,0	248,0	254,0	250,0	248,0	Tn	3.445

### CALDERA 12

Prod. 63 bar	880,0	888,0	876,0	895,0	379,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Tn	3.918
CALOR	678	684	676	690	293	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Gcal	3.021
Prod. Horaria	37	37	37	37	36	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	Tn/h	37
Cons. agua AP	898,0	903,0	894,0	907,0	400,0	17,0	9,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	Tn	4.068
Prod. 4 bar	252,0	249,0	242,0	249,0	126,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	31,0	32,0	33,0	33,0	0,0	Tn	1.247
CALOR	172	170	167	168	85	0	0	0	0	0	20	21	20	22	0	Gcal	845
Prod. Horaria	11	10	10	10	12	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	Tn/h	12
Cons. agua BP	233,0	230,0	224,0	228,0	104,0	11,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	Tn	1.039
TOTAL	96,3	95,9	94,6	95,2	91,2	94,6	98,1	99,3	98,4	99,3	102,8	101,8	102,2	101,5	97,8		97,5

Total Prod.	2.310,0	2.302,0	2.271,0	1.515,0	1.167,0	1.135,0	1.177,0	1.192,0	1.181,0	1.192,0	1.233,0	1.222,0	1.226,0	1.218,0	1.173,0	Tn	21.514
E.termica	2.022	2.015	1.992	1.326	1.022	997	1.029	1.044	1.034	1.047	1.076	1.070	1.077	1.029	1.041	kW	18.819
Turbina vapor	1.832,0	1.834,0	1.816,0	1.198,0	917,0	914,0	940,0	957,0	949,0	956,0	963,0	962,0	960,0	958,0	949,0	Tn	17.105
E.turbina vapor	201.520	201.740	199.760	131.780	100.870	100.540	103.400	105.270	104.390	105.160	105.930	105.820	105.600	105.380	104.390	kW	1.881.550

## CONSUMO DE GAS DE LA PLANTA

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
TURBINA 11 Nm <sup>3</sup>	248.869	242.152	236.990	75.811	143.408	237.928	249.960	252.916	247.502	254.059	259.591	256.886	264.194	266.651	262.327	Nm3	3.499.244
KWh PCI	2.628.433	2.560.111	2.504.896	800.679	1.514.735	2.507.304	2.643.335	2.677.103	2.618.234	2.670.196	2.711.726	2.677.218	2.746.237	2.738.851	2.695.147	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,543	2,574	2,565	2,543	2,580	2,552	2,524	2,537	2,545	2,530	2,530	2,516	2,528	2,551	2,550	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG11	39,318	38,851	38,991	39,322	38,765	39,179	39,616	39,418	39,297	39,527	39,523	39,751	39,565	39,197	39,210	%	
TURBINA 12 Nm <sup>3</sup>	258.914	256.174	249.039	252.168	111.317	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Nm3	1.127.612
KWh PCI	2.734.524	2.708.356	2.632.249	2.663.276	1.175.776	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,764	2,789	2,786	2,769	2,752	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG12	36,184	35,854	35,891	36,111	36,338	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	%	
POST GV11 Nm <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	Nm3	4
KWh PCI	0	0	0	0	0	0	0	42	0	0	0	0	0	0	0	KWh PCI	
POST GV12 Nm <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Nm3	0
KWh PCI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	KWh PCI	
CALD. ERM Nm <sup>3</sup>	483	485	475	417	364	371	378	376	369	372	387	377	386	386	386	Nm3	6.011
KWh PCI	5.106	5.126	5.019	4.399	3.846	3.907	3.997	3.983	3.903	3.910	4.041	3.928	4.014	3.965	3.961	KWh PCI	
P.C.I.	10,562	10,572	10,570	10,562	10,562	10,538	10,575	10,585	10,579	10,510	10,446	10,422	10,395	10,271	10,274	KW/Nm3	
Total (PCI)	5.368.063	5.273.593	5.142.164	3.468.354	2.694.357	2.511.211	2.647.332	2.681.128	2.622.137	2.674.106	2.715.767	2.681.146	2.750.251	2.742.816	2.699.108	KWh	
P.C.S.	11,718	11,730	11,727	11,718	11,719	11,692	11,733	11,744	11,737	11,661	11,590	11,563	11,533	11,396	11,399	kW/Nm3	
Total (PCS)	5.955.866	5.851.052	5.705.231	3.848.139	2.989.389	2.786.189	2.937.215	2.974.712	2.909.261	2.966.920	3.013.144	2.974.731	3.051.403	3.043.154	2.994.661	KWh	
TOTAL Nm3	508.266	498.811	486.504	328.396	255.089	238.299	250.338	253.296	247.871	254.431	259.978	257.263	264.580	267.037	262.713	Nm3	4.632.871

## AGUA WATER INJECTION

TG-12	63.066	62.303	60.168	62.335	25.935	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	GAL	273.807
-------	--------	--------	--------	--------	--------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-----	---------

2º Quincena de Marzo 2019

Modificaciones implementadas

## ENERGIA ELECTRICA TURBINAS DE GAS

Día	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Tª Amb. Media	13,80	10,60	11,40	12,00	12,00	12,00	16,20	12,10	14,50	13,80	12,00	11,40	12,80	13,00	12,80	17,40

**Total**

**Total Mes**

### TURBINA 11

Prod. Bruta	1.051.270	1.059.900	1.066.864	1.064.717	691.212	1.065.224	1.059.173	1.059.160	1.055.340	1.052.875	1.061.825	1.083.440	1.069.766	1.060.497	1.038.467	963.075	Kw
HORAS	24,00	24,00	24,00	24,00	17,08	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	23,00	h
Pot.media	43.803	44.163	44.453	44.363	40.469	44.384	44.132	44.132	43.973	43.870	44.243	45.143	44.574	44.187	43.269	41.873	Kw
T2media	14,28	11,98	11,82	13,06	13,56	12,50	15,54	14,36	15,14	15,22	13,38	12,62	13,72	13,58	15,76	18,40	°C
P2media	1,000	1,010	1,010	1,010	1,020	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,012	1,010	1,000	1,000	bar
CSA1	10.688	10.709	10.799	11.018	8.171	11.000	10.981	11.021	11.071	11.085	11.125	10.771	10.725	10.736	10.709	10.163	Kw

**16.502.805**  
376

**30.931.555**  
711

### TURBINA12

Prod. Bruta	0	0	0	0	0	0	0	0	47.507	0	215.543	769.903	946.401	984.291	1.037.475	946.697	Kw
HORAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50	0,00	6,00	19,83	24,00	24,00	24,00	23,00	h
Pot.media	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	19.003	#DIV/0!	35.924	38.825	39.433	41.012	43.228	41.161	Kw
T2media	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,34	13,88	15,20	14,42	15,90	18,66	°C
P2media	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,001	1,001	1,003	0,996	0,990	0,987	bar
CSA2	259	247	265	243	278	373	270	985	978	206	2.087	7.141	8.211	8.589	9.299	8.900	Kw

**4.947.817**  
123

**9.242.047**  
230

## ENERGIA TERMICA

### CALDERA 11

Prod. 63 bar	944,0	944,0	954,0	955,0	560,0	940,0	954,0	956,0	956,0	952,0	972,0	963,0	958,0	954,0	944,0	899,0	Tn	27.992
CALOR	737	738	744	747	436	732	746	747	748	744	760	751	748	746	739	704	Gcal	21.766
Prod. Horaria	39	39	40	40	33	39	40	40	40	40	41	40	40	40	39	39	Tn/h	39
Consumo agua	930,0	932,0	938,0	940,0	570,0	929,0	941,0	943,0	942,0	938,0	958,0	943,0	936,0	938,0	929,0	884,0	Tn	27.541
Prod. 4 bar	224,0	226,0	224,0	210,0	121,0	242,0	235,0	234,0	233,0	233,0	234,0	233,0	230,0	227,0	221,0	204,0	Tn	6.693
CALOR	153	154	153	143	83	165	160	160	159	159	159	160	157	155	151	139	Gcal	4.529
Prod. Horaria	9	9	9	9	7	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	Tn/h	9
Consumo agua	246,0	250,0	250,0	250,0	143,0	250,0	244,0	245,0	244,0	245,0	246,0	246,0	242,0	241,0	237,0	220,0	Tn	7.244

### CALDERA 12

Prod. 63 bar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	161,0	668,0	884,0	897,0	910,0	852,0	Tn	8.290
CALOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	125	523	692	701	709	665	Gcal	6.436
Prod. Horaria	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	0	#iDIV/0!	27	34	37	37	38	37	Tn/h	36
Cons. agua AP	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	7,0	168,0	702,0	898,0	910,0	920,0	865,0	Tn	8.583
Prod. 4 bar	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	29,0	29,0	29,0	28,0	0,0	65,0	190,0	236,0	240,0	250,0	233,0	Tn	2.610
CALOR	0	0	0	0	22	19	18	18	19	0	44	129	162	164	172	159	Gcal	1.771
Prod. Horaria	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	11	#iDIV/0!	11	10	10	10	10	10	Tn/h	11
Cons. agua BP	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	40,0	167,0	233,0	222,0	232,0	215,0	Tn	2.159
TOTAL	97,3	97,5	98,2	97,1	83,7	100,9	101,5	101,6	91,8	98,8	95,5	93,7	96,2	96,6	96,9	95,1		96,9

Total Prod.	1.168,0	1.170,0	1.178,0	1.165,0	715,0	1.211,0	1.218,0	1.219,0	1.217,0	1.185,0	1.432,0	2.054,0	2.308,0	2.318,0	2.325,0	2.188,0	Tn	45.585
E.termica	890.958	892.298	898.807	890.215	543.349	919.298	925.598	926.498	925.158	903.265	1.089.534	1.563.457	1.757.867	1.765.601	1.770.635	1.667.020	kW	18.348.376
Turbina vapor	944,0	944,0	954,0	955,0	560,0	940,0	954,0	956,0	956,0	952,0	1.133,0	1.631,0	1.842,0	1.851,0	1.854,0	1.751,0	Tn	36.282
E.turbina vapor	103.840	103.840	104.940	105.050	61.600	103.400	104.940	105.160	105.160	104.720	124.630	179.410	202.620	203.610	203.940	192.610	kW	3.991.020



## CONSUMO DE GAS DE LA PLANTA

Día	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
TURBINA 11	261.366	260.439	261.660	260.610	171.003	253.278	256.069	253.305	259.252	258.177	262.310	264.158	262.727	256.630	255.664	233.649	Nm3	7.529.541
Nm <sup>3</sup> KWh	2.685.038	2.708.143	2.710.934	2.721.901	1.789.405	2.669.520	2.686.243	2.672.316	2.668.228	2.687.880	2.706.793	2.738.243	2.719.384	2.692.591	2.671.625	2.467.687	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	2,554	2,555	2,541	2,556	2,589	2,506	2,536	2,523	2,528	2,553	2,549	2,527	2,542	2,539	2,573	2,562	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG11	39,153	39,138	39,354	39,117	38,628	39,903	39,430	39,635	39,552	39,171	39,228	39,567	39,339	39,386	38,870	39,027	%	
TURBINA 12	0	0	0	0	0	0	0	46	15.919	0	58.098	197.750	243.347	251.645	270.943	244.248	Nm3	2.409.608
Nm <sup>3</sup> KWh	0	0	0	0	0	0	0	485	163.839	0	599.517	2.049.863	2.518.789	2.640.288	2.831.287	2.579.627	KWh PCI	
Cons.Esp.(PCI)	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	3,449	#DIV/0!	2,781	2,662	2,661	2,682	2,729	2,725	KWh <sub>PCI</sub> /KWh	
RE TG12	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	28,996	#DIV/0!	35,953	37,559	37,574	37,280	36,643	36,699	%	
POST GV11 Nm <sup>3</sup>	4	0	0	0	7	13	3	0	0	4	909	58	0	0	0	0	Nm3	1.002
KWh PCI	41	0	0	0	73	137	31	0	0	42	9.380	601	0	0	0	0	KWh PCI	
POST GV12 Nm <sup>3</sup>	0	0	0	0	10	16	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	Nm3	29
KWh PCI	0	0	0	0	116	187	0	0	0	0	0	35	0	0	0	0	KWh PCI	
CALD. ERM Nm <sup>3</sup>	389	390	390	384	280	344	343	339	345	344	371	404	456	490	492	460	Nm3	12.232
KWh PCI	3.996	4.054	4.041	4.012	2.930	3.623	3.602	3.572	3.551	3.578	3.829	4.185	4.723	5.142	5.144	4.859	KWh PCI	
P.C.I.	10,273	10,398	10,361	10,444	10,464	10,540	10,490	10,550	10,292	10,411	10,319	10,366	10,351	10,492	10,450	10,562	KWNm3	
Total (PCI)	2.689.075	2.712.197	2.714.976	2.725.913	1.792.524	2.673.468	2.689.877	2.676.374	2.835.617	2.691.500	3.319.519	4.792.927	5.242.897	5.338.021	5.508.056	5.052.173	KWh	
P.C.S.	11,398	11,537	11,495	11,588	11,610	11,694	11,639	11,705	11,419	11,551	11,449	11,501	11,484	11,641	11,594	11,583	kW/Nm3	
Total (PCS)	2.983.529	3.009.182	3.012.265	3.024.400	1.988.793	2.966.192	2.984.418	2.969.436	3.146.117	2.986.219	3.683.006	5.317.748	5.816.994	5.922.534	6.111.189	5.540.808	KWh	
TOTAL Nm3	261.759	260.829	262.050	260.994	171.300	253.651	256.415	253.690	275.516	258.525	321.688	462.373	506.530	508.765	527.099	478.357	Nm3	9.952.412

## AGUA WATER INJECTION

TG-12	0	0	0	0	0	0	0	9	3	0	821	130	0	22.258	75.118	57.069	GAL	429.215
-------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-----	-----	---	--------	--------	--------	-----	---------

Como podemos apreciar en las tablas, los datos de producción del año 2019 son superiores a los del 2018 para ambas turbinas, además de haber conseguido la reducción de los contaminantes NO<sub>x</sub>, por lo que el método empleado en este estudio técnico cumple con los requerimientos necesarios para continuar con sus operaciones siendo más eficientes las plantas, contaminando menos.

## 8.4. INSTALACIÓN Y DESMONTAJE

### 8.4.1. MÉTODOS DE INSTALACIÓN / DESMONTAJE

La instalación de la turbina normalmente se realizará mediante uno de los dos métodos que se enumeran a continuación. En cuanto al sistema de combustible, debe drenarse y purgarse adecuadamente de gas o combustible líquido de acuerdo con los requisitos reglamentarios para materiales peligrosos antes de la instalación.

- La instalación / desmontaje desde arriba a través de una abertura en la parte superior del recinto requiere el uso de una grúa.
- La instalación / desmontaje lateral requiere que la turbina se levante utilizando una viga ajustable y los puntos de manejo en tierra, para que pueda moverse lateralmente hacia / desde el recinto.

### 8.4.2. TAMAÑO / PESO

La siguiente información se proporciona para la instalación, la eliminación y la planificación del movimiento en el sitio.

- Longitud del conjunto: 491.5 cm, Paleta de guía de entrada variable (VIGV), brida delantera a popa adaptador
- Ancho del conjunto: 215.1 cm, brida superior del colector de aire.
- Altura del conjunto: 205 cm, Tubería LPT al punto bajo de la caja de engranajes de accesorios (AGB)

El peso estimado y el centro de gravedad del conjunto ofrecido son 8,086 kg y la estación axial de 5,92 m, respectivamente, sin el sistema de combustible. El peso del sistema de combustible es de 417 kg. Como referencia, la estación de brida delantera VIGV es de 3.56 m. Todas las dimensiones se miden en la dirección de popa desde la brida delantera.



Sincronización	Menos de 30 días	Más de 30 días
	Requisito de inspección	Requisito de inspección
<b>Turbina instalada en el conjunto</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspeccionar entrada</li> <li>• Inspeccionar escape</li> <li>• Inspeccionar el conducto VBV (si es accesible)</li> <li>• Cojinetes húmedos de aceite (se requiere BRAYCO 599, o equivalente, si el período de conservación es &gt; 15 días)</li> <li>• Tapa de entrada (opcional)</li> <li>• Escape de escape (opcional)</li> <li>• Cubierta VBV (opcional)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspeccionar entrada y escape</li> <li>• Inspeccionar el conducto VBV (si es accesible)</li> <li>• Cojinetes húmedos de aceite (BRAYCO 599, o equivalente requerido)</li> <li>• Tapa de entrada (opcional)</li> <li>• Escape de escape (opcional)</li> <li>• Cubierta VBV (opcional)</li> <li>• Aceite los cojinetes mojados cada 30 días (BRAYCO 599, o equivalente requerido)</li> </ul>
<b>Turbina instalada en contenedor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cojinetes húmedos de aceite (BRAYCO 599, o equivalente, requerido si el período de conservación es &gt;15 días)</li> <li>• Instale el desecante.</li> <li>• Inspeccione el desecante cada 30 días.</li> <li>• Si es azul: no se requiere acción.</li> <li>• Si es de color rosa: lubrique los cojinetes húmedos dentro de los 14 días.</li> <li>• Instale un nuevo desecante.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cojinetes húmedos de aceite (BRAYCO 599, o equivalente requerido)</li> <li>• Instale el desecante.</li> <li>• Inspeccione el desecante cada 30 días.</li> <li>• Si es azul: no se requiere acción.</li> <li>• Si es rosado: lubrique los cojinetes mojados dentro de los 14 días.</li> <li>• Instale un nuevo desecante.</li> </ul>
<b>Turbina instalada en plataforma de mantenimiento o pedestal</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cojinetes húmedos de aceite (BRAYCO 599, o equivalente, requerido si el período de conservación es mayor a 15 días)</li> <li>• Tapa de entrada</li> <li>• Tapa de escape</li> <li>• Tapa VBV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cojinetes húmedos de aceite (BRAYCO 599, o equivalente requerido)</li> <li>• Entrada de la cubierta</li> <li>• Escape del escape</li> <li>• Cubierta VBV</li> <li>• Cojinetes húmedos de aceite cada 30 días (BRAYCO 599, o equivalente requerido)</li> </ul>

Tabla 14: Resumen de la conservación de la turbina. [Fuente: Manual General Electric]





Artículo	Componente	Peso, kg	Centro de gravedad, m
-	Turbina completa sin sistema de combustible	8,086	5.9
-	Turbina completa con sistema de combustible	TBD	TBD
1	Módulo VIGV	263	3.7
2	Módulo LPC	1,225	4.0
3	Montaje del bastidor frontal	975	4.8
4	Colector de aire	454	4.8
5	Accesorios caja de cambios	263	4.8
6	Ensamblaje de eje medio	127	5.9
7	Módulo Core (no incluye el elemento 8)	1,595	6.1
8	Módulo HPT	363	6.8
9	Módulo LPT (menos artículos 10 y 11)	2,708	7.5
10	Misceláneos                      Accesorios Externos	113	3.9
11	Sistema de combustible (colector, mangueras y válvulas)	417	6.1

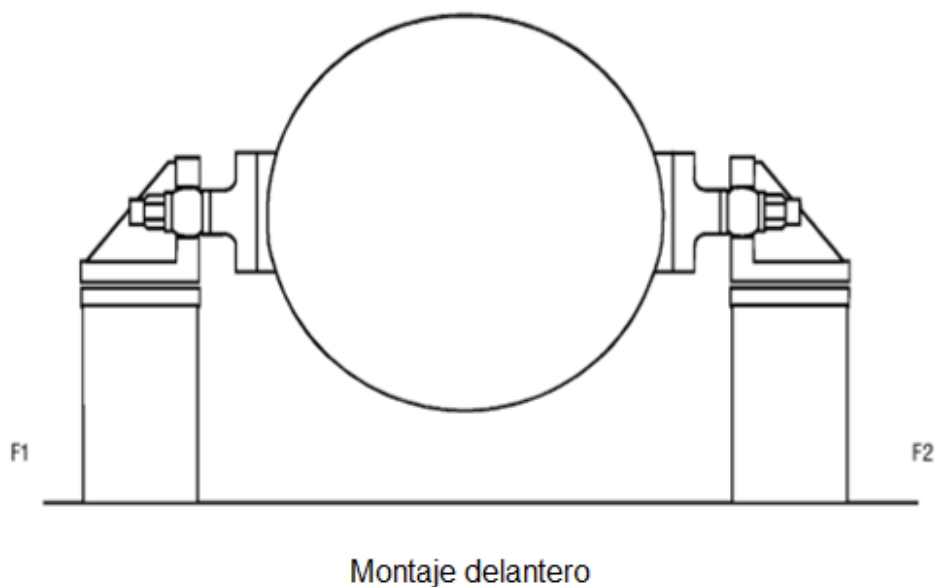
*Tabla 15: LM6000 PF y peso de componente principal y centro de gravedad.*

*[Fuente: Manual General Electric]*

### 8.4.3. ACCESORIOS DE MONTAJE DE LA TURBINA

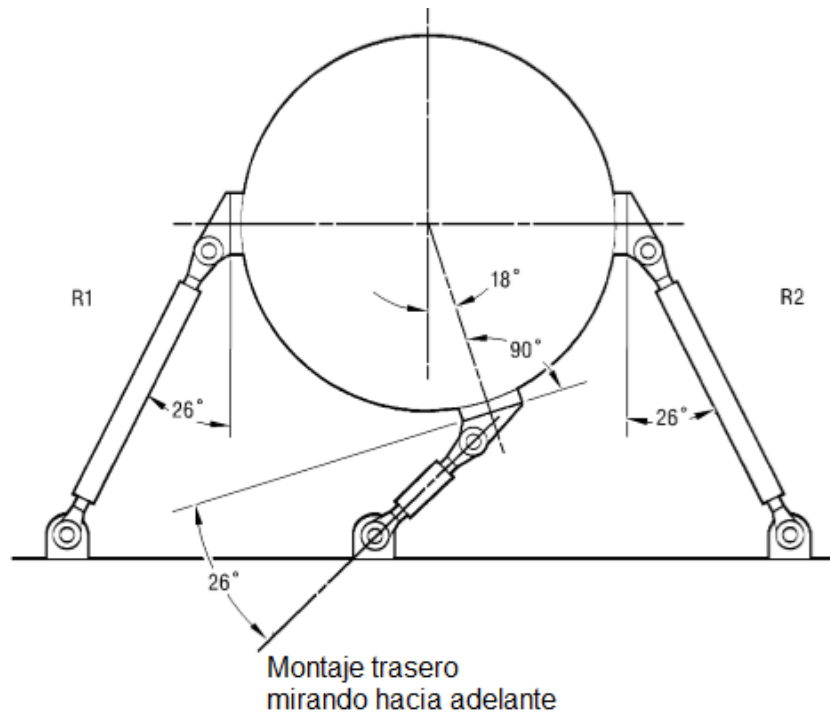
Los accesorios de montaje se proporcionan en cinco lugares en la turbina. Los dos puntos de montaje delanteros están ubicados detrás del colector de aire de derivación del compresor de baja presión (LPC) en las posiciones de las 3:00 y las 9:00 en punto.

- a) Las conexiones de montaje hacia adelante se realizan mediante uniballs y bloques de almohadas soportados por montantes o un diseño similar. Estos montajes están diseñados para proporcionar soporte en todas las direcciones y están dimensionados para adaptarse al empuje axial, el par de operación y las cargas vibratorias. Los dos muñones montados en la turbina no deben retirarse.



*Figura 50: Diagrama de montaje delantero de la turbina. [Fuente: Manual General Electric]*

- b) El bastidor trasero de la turbina está equipado con tres accesorios de montaje. Estos soportes están diseñados para proporcionar soporte vertical y lateral a la turbina.



*Figura 51: Diagrama de montaje trasero de la turbina. [Fuente: Manual General Electric]*

#### 8.4.4. EJES DE SALIDA DE POTENCIA DEL MOTOR

El motor está equipado con adaptadores de impulsión con bridas en los extremos delantero y trasero para acomodar los arreglos de avance y retroceso. El eje de acoplamiento, que se acopla con el adaptador de accionamiento de la turbina, incorpora un ajuste de la abrazadera de tolerancia estrecha y debe equilibrarse dinámicamente y alinearse de acuerdo con las instrucciones proporcionadas por el fabricante. Esto debe hacerse durante la instalación inicial y después de cualquier extracción o reemplazo de la turbina.



#### **8.4.5. INTERFACES DE BRIDA**

- a. La brida exterior delantera VIGV se acopla con la estructura de trayectoria de flujo exterior del sistema de entrada.
- b. La brida interior delantera VIGV se acopla con el sistema de entrada de aire radial o el cuerpo central suministrado con la turbina para el sistema de entrada de aire axial.
- c. Para instalaciones con una entrada axial, una boca de entrada de aire se soporta de forma independiente en el mamparo delantero del bastidor. La ruta de flujo entre la campana y la turbina está formada por un revestimiento que sigue el contorno de la campana. Cualquier hueco exterior de este revestimiento debe sellarse para evitar la entrada de aire ambiental.
- d. Las bridas de la interfaz de escape están en el bastidor trasero de la turbina. Las bridas externas e internas se acoplan con el difusor externo e interno del tubo de escape.

#### **8.5. INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA**

A continuación, veremos las referencias del procedimiento de instalación, las inspecciones previas al arranque y las pruebas de verificación de la turbina después de la instalación inicial, del reemplazo o mantenimiento de los componentes principales o de los sistemas de soporte.

Los siguientes procedimientos están destinados a proporcionar al personal de operación la información requerida para operar la turbina de forma segura y fiable.

Algunos materiales son de naturaleza genérica y pueden no aplicarse a un modelo específico.

Si aún no está instalado en el conjunto, la máquina debe instalarse de acuerdo con los requisitos y especificaciones del fabricante.



### 8.5.1. INSPECCIONES PREVIAS AL ARRANQUE

La máquina y el conjunto deben someterse a una inspección exhaustiva previa al arranque, durante la instalación o después del mantenimiento, para garantizar una transición sin problemas de la instalación a la operación completa. Esta inspección ayudará a detectar posibles problemas, de modo que cualquier aspecto negativo que se encuentre durante la inspección se registre en las listas de verificación de inspección previas al arranque.

Las siguientes inspecciones deben realizarse durante la instalación de la máquina en el bastidor:

- a. Se realizará una inspección externa asegurándose de que todas las conexiones de los tubos de aire, las mangueras, el cuadro eléctrico y el cableado estén bien apretados y que no se produzcan atascos ni rozaduras. Se hará una comprobación de todos los tubos de aire y los cables duros para asegurarse de que estén seguros y que las abrazaderas estén apretadas. Asegurarse de que los componentes de la turbina de gas no entren en contacto con los componentes del conjunto. De lo contrario, se producirá un desgaste acelerado de los componentes.
- b. Asegurarse de que todos los arneses, cables y cables eléctricos estén correctamente dirigidos y conectados. Verificar que las interfaces sean correctas.
- c. Se debe inspeccionar el área de entrada de la turbina, así como limpiar a fondo la cámara de entrada de suciedad y objetos extraños. Además, GE recomienda que todas las áreas de entrada aguas arriba de la interfaz de la máquina se inspeccionen y limpien a fondo. No se permite material suelto, ni escoria ni salpicadura de soldadura. Si no se extrae todo el material suelto, es probable que se dañe la turbina de gas debido al material ingerido a través de la entrada de la turbina.



- d. Habrá que inspeccionar los conductos de aire de purga para asegurarse de que el sistema esté libre de obstrucciones y que el área de escape esté despejada. No se permite escoria ni salpicadura de soldadura o material suelto. Se limpiará utilizando medios mecánicos según sea necesario.
- e. Se llevará a cabo una inspección del sistema de escape asegurándose de que los componentes del escape estén alineados con el bastidor trasero de la turbina, que no haya obstrucciones y que la trayectoria de flujo sea suave.
- f. Asegurarse de que los sistemas de lubricación, combustible y purga estén correctamente dirigidos y conectados. Asegurarse también de que los colectores de gas estén alineados correctamente.
- g. Asegurarse de que el sistema de lubricación esté bien preparado. El aceite del motor debe ser MIL-PRF23699 según los requisitos de GE. Se recomienda que el sistema de lubricación se limpie antes de la instalación de la turbina de gas en una nueva planta y antes de poner en marcha la turbina después de un paro por fallo o mantenimiento.
- h. Se inspeccionarán los filtros de la bomba de lubricación y barrido, y se tiene que limpiar o reemplazar todos los filtros del sistema para evitar la contaminación de la máquina. GE también recomienda que se tome una muestra de aceite para verificar la calidad del aceite y que esté libre de contaminación.
- i. Cerciorarse de que el sistema separador de aire / aceite y todos los respiraderos y drenajes estén libres y limpios. Eliminar cualquier restricción y limpiar según sea necesario.
- j. Asegurarse de que el combustible de la turbina de gas cumpla con los requisitos de especificación de GE. Basándose en la experiencia, GE recomienda que se verifiquen regularmente las



muestras de combustible, especialmente teniendo en cuenta los efectos perjudiciales del combustible no compatible en los componentes de la turbina de gas.

- k. Se verificará el combustible y el sistema hidráulico para una instalación correcta.
- l. Deberá de comprobarse el funcionamiento de la válvula de purga. Calibrar las válvulas de purga de la octava etapa y de la presión de descarga del compresor (CDP). Hay que confirmar visualmente que la válvula se abre y se cierra por completo. Una ranura en el extremo del eje de la válvula debe estar paralela al flujo de aire cuando está abierta. La ranura del eje debe estar perpendicular al flujo de aire cuando está cerrada.
- m. Calibrar el sistema de acondicionamiento de señal del sensor acústico.
- n. Verificar las propiedades del gas natural ingresadas al control. Obtener las propiedades de gas recientes del proveedor de combustible y compararlas con la salida del dispositivo de propiedades de gas del sitio. Se requiere la gravedad específica (SG), la válvula de calentamiento inferior (LHV) y la relación de los calores específicos (K).
- o. Se comprobarán los termopares de temperatura de entrada del compresor de alta presión (HPC) (T3) y la temperatura de entrada de la turbina de baja presión (LPT) (T48). Confirmar el cableado correcto del termopar. Todos los termopares de turbina de gas son de tipo K y pueden verificarse mediante el color del cable. Introducir la tensión de tipo K adecuada en el panel eléctrico de la turbina de gas para T3 y T48 y la lectura en el control de la máquina para confirmar la configuración correcta del sistema.
- p. Verificar los sistemas de medición de presión. Calibrar los sensores de presión de la turbina de gas y revisar la turbina de gas a los



transductores para verificar que no haya fugas. Verificar el cableado de control adecuado leyendo la salida de control durante la calibración. Hay que confirmar que la presión estática de descarga de HPC (PS3) y la presión de entrada de LPT (P48) no estén conmutadas. Asegurarse de que la presión de entrada (P0) se calibre con precisión utilizando una referencia de presión absoluta.

- q. Verificar el funcionamiento de la geometría variable. Calibrar las paletas de guía de entrada variable (VIGV), las paletas de derivación variable (VBV) y las paletas de estator variable (VSV). Verificar visualmente que la geometría variable se desplaza a la posición correcta durante la calibración.
- r. Verificar el equipo de emisiones. La medición de NO<sub>x</sub>, CO y O<sub>2</sub> es necesaria para el mapeo de la cámara de combustión. El NO<sub>x</sub> proporciona una verificación de la temperatura media de la llama. Si se miden NO y NO<sub>2</sub>, entonces la relación de NO a NO<sub>2</sub> debe ser un rango de 80:20. Solucionar los problemas de los equipos de emisiones si se obtienen relaciones de 60:40 o menos. El CO se utiliza para determinar la combustión del combustor. También se pueden utilizar hidrocarburos no quemados. Un valor de 20 lb / min o mayor indica el punto de explosión. Se requiere O<sub>2</sub> para corregir NO<sub>x</sub> y CO al 15 por ciento de O<sub>2</sub>.

### 8.5.2. CHECKOUT OPERACIONAL

Si existe una condición cuestionable, no hay que intentar motorizar ni operar la máquina hasta que se haya realizado una investigación exhaustiva de la condición. No se deben repetir arranques en caliente, paradas del compresor, deslastre de carga u otros problemas que inicien paradas de emergencia o aborten la operación sin una investigación exhaustiva. De no ser así, se pueden producir tensiones excesivas en los componentes de la turbina que pueden provocar daños o un fallo





destrutivo.

Los procedimientos de arranque iniciales descritos en esta sección se deben seguir después de cualquier instalación o mantenimiento interno de la turbina de gas LM6000 PF.

- a. Inspeccionar el bastidor según las instrucciones del fabricante.
- b. Realizar las verificaciones normales de prearranque.
- c. Realizar una verificación funcional del sistema de encendido. Verificar que el control seleccione el encendedor adecuado. Verificar que la válvula de estacionamiento adyacente se abra en el encendido.
- d. Calentar el motor durante 2 minutos según las instrucciones del fabricante. Durante la conducción, verifique lo siguiente:
  - Presión de barrido y suministro de aceite
  - Fugas de aceite de lubricación
  - Ruido inusual
- e. Arrancar la máquina y cuando se estabilice en ralentí, haga lo siguiente:
  - Revise el motor y los sistemas de suministro para detectar fugas.
  - Compruebe si hay piezas sueltas, tubos, cables, etc.
  - Observe y registre todos los resultados.
- f. Si se observan discrepancias, se realiza un apagado normal o de emergencia, según sea necesario.
- g. Corregir cualquier discrepancia observada durante el arranque inicial.



### 8.5.3. PRUEBA DE VERIFICACIÓN

Si el fabricante no especifica ninguna prueba de verificación, la prueba de verificación, que se describe a continuación, debe realizarse después de que se haya completado el procedimiento de inicio.

Se requiere la asignación de combustible antes de aumentar la carga más allá del ralentí. El mapeo de combustor es el proceso de medir los límites operacionales, como las zonas acústicas, las regiones de explosión y los requisitos de emisión, y la traducción de los datos a programas de control. Cada modo de quemador debe asignarse de inactivo a carga base.

El mapeo se requiere en la instalación inicial de la máquina, después de la instalación de una nueva turbina, o después de los cambios de hardware de la cámara de combustión o del premezclador.

#### Pasos a seguir:

- a. Arrancar la turbina.
- b. Poco a poco avanzar a hasta alcanzar la plena potencia. Si la aceleración sigue un arranque en frío, debe ser a una velocidad que no exceda de cero a la carga máxima en menos de 5 minutos (aproximadamente 8 mW / minuto, o menos). Se debe mantener un aumento de carga en rampa (tasa constante) durante la aceleración.
- c. Estabilizar a plena potencia durante al menos 3 minutos y luego registrar los datos de rendimiento de la máquina.
- d. Reducir la potencia a ralentí, si es necesario.
- e. Realizar un apagado normal, si es necesario.
- f. Inspeccionar si hay fugas y piezas sueltas y tomar las medidas correctivas necesarias.



- g. Revisar las pantallas de la bomba de lubricación y de barrido para ver si hay evidencia de contaminación.
- h. Revisar la malla de entrada / malla fina en busca de cualquier residuo. Si se encuentra algún residuo, se debe identificar y eliminar.

## 9. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha realizado un estudio técnico de los métodos utilizados para controlar las emisiones de los gases contaminantes producidos por las turbinas de gas, concretamente de las emisiones de NO<sub>x</sub>, teniendo en cuenta las normativas existentes.

Existen diferentes métodos para poder controlar las emisiones, unos se basan en modificar el diseño del combustor y controlar la composición del combustible, pero de esta manera solo controlamos las emisiones de CO, SO<sub>x</sub>, partículas y humo, por lo cual necesitamos otros métodos para lograr nuestro objetivo.

Para poder controlar el NO<sub>x</sub> y a su vez el resto de los contaminantes, tenemos 4 métodos diferentes, los cuales tienen sus pros y sus contras:

### Camisas de combustión con final de cabeza inclinada:

Pros: Reducción de NO<sub>x</sub> entre un 15% - 40%.

Contras: Aumento del CO, partículas y humo, la reducción del NO<sub>x</sub> está limitada, inversión económica muy importante.

### Combustores secos bajos en NO<sub>x</sub>:

Pros: Reducción de NO<sub>x</sub>, no requiere energía extra para operar.

Contras: Aumento de CO, partículas y UHC, problemas de seguridad.



### Inyección de agua:

Pros: Excelente reducción de NOx, aumento de potencia, implementación sencilla, fácil manejo por los operarios, ventajas económicas y beneficios fiscales.

Contras: Aumento de CO y UHC, pero dentro de los límites legales, control exhaustivo de la calidad del agua de inyección.

### Inyección de vapor:

Pros: Reducción de NOx, aumento de potencia.

Contras: Menos eficiente que la inyección de agua, aumento de CO y UHC, pero dentro de los límites legales.

El motivo por el cual se eligió el empleo de la inyección de agua en lugar de los otros métodos es porque es un método muy efectivo para el control del NOx y a su vez de otros contaminantes. Es un método barato y relativamente sencillo de aplicar, que además de mejorar el rendimiento, mantiene emisiones reducidas. Se reduce enormemente las emisiones de NOx a niveles de 25 ppm en combustibles de gas. También se aumentarán los ingresos de la operación al proporcionar mayor potencia.

Hay que reseñar el aspecto medioambiental que supone la implantación de dicho proceso. Al disminuir las emisiones de los contaminantes estudiados, mejorará notablemente tanto el medioambiente local y global, como la vida de las personas que residen cerca de la planta. De este último aspecto, la empresa también obtendrá un valor añadido, ya que de cara al público la opinión hacia la fábrica mejorará.

Uno de los aspectos a destacar es el beneficio que sacará la empresa con la instauración de las medidas óptimas escogidas, evitando multas económicas y restrictivas, de acuerdo con las inspecciones realizadas por el Plan de Inspección Ambiental, que deberían afrontar en caso de no proceder con las medidas y soluciones de reducción de emisiones.



Por todo ello, el sistema de inyección de agua debe de cumplir con el Decreto 50/2009, de 18 de junio, por el que se regula el control de la contaminación atmosférica industrial en la Comunidad Autónoma de Cantabria. Este decreto engloba a diversas leyes, órdenes y decretos, como por ejemplo es la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera, el Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire, Orden PRA/321/2017, de 7 de abril, por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, partículas y CO procedentes de las grandes instalaciones de combustión, todos ellos destinados a garantizar una óptima calidad del aire atmosférico.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

### Documentación

- On-site operation and maintenance manual for general electric LM6000® PF series gas turbines. General Electric industrial aeroderivative gas turbines, 2012.
- Roointon Pavri Gerald and D. Moore, *Gas Turbine Emissions and Control* GE Energy Services, 2003.
- Gas turbine performance test measurement (gas/liquid fuel – sac / dle), 2015.
- Budgetary package upgrade proposal NO.: 1166724 For: Water injection skid upgrade, 2017.
- Juan Esteban Tibaquirá and Juan Carlos Burbano. *Técnicas para controlar las emisiones de NO<sub>x</sub> en turbinas de gas*. Scientia et technica, 1(21), 2003.



### Ordenes medioambientales

- Iberley.es. Orden UMA/5/2018 de 12 de Feb C.A. Cantabria (Programa de Inspección Ambiental para el año 2018). [online] Accedida entre febrero y agosto de 2019:  
<https://www.iberley.es/legislacion/orden-uma-5-2018-12-feb-c-cantabria-programa-inspeccion-ambiental-ano-2018-25674726>
- Normativa.infocentre.es. Orden PRA/321/2017, de 7 de abril, por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos [online] Accedida entre febrero y agosto de 2019:  
<http://normativa.infocentre.es/sites/normativa.infocentre.es/files/noticies/20225433e.pdf>
- Boc.cantabria.es. Orden MED/2/2014, de 20 enero, por la que se aprueba el Plan de Inspección Ambiental en Cantabria para las instalaciones sometidas a Autorización Ambiental Integrada (2014-2020) [online] Accedida entre febrero y agosto de 2019:  
<https://boc.cantabria.es/boces/verAnuncioAction.do?idAnuBlob=261745>
- Real Decreto 102/2011, r., PRESIDENCIA, M. and 2017, V. Noticias Jurídicas. [online] Noticias Jurídicas. Accedida entre febrero y agosto de 2019:  
[http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/rd102-2011.html](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd102-2011.html)

### Páginas web

- Revistadyna.com. [online] Accedida entre febrero y agosto de 2019:  
<http://www.revistadyna.com/Documentos/pdfs%5C201103jun%5C4187DYNAINDEX.pdf>.
- Riull.ull.es. [online] Accedida entre febrero y agosto de 2019:  
<https://riull.ull.es/xmlui/bitstream/handle/915/5173/Analisis+de+las+emisiones+gaseosas+a+cargas+parciales+de+un+ciclo+combinado+de+un>



[a+central+termica.pdf;jsessionid=9CBE99317DD5437C11D4D4FCD21FF7C1?sequence=1.](https://www.ge.com/power/gas/gas-turbines/lm6000)

- Ge.com. *LM6000-PF/PF+ Gas Turbine | Combined Cycle | GE Power*.  
[online] Accedida entre febrero y agosto de 2019:  
<https://www.ge.com/power/gas/gas-turbines/lm6000>.
- Library.e.abb.com. [online] Accedida entre febrero y agosto de 2019:  
<https://library.e.abb.com/public/c69ddd3690b7b286c1256ddd00347179/12-18m495.pdf>.
- Turbinasdegas.com. *Ciclos con Inyección de Agua o de Vapor - Turbinas de Gas*. [online] Accedida entre febrero y agosto de 2019:  
<http://www.turbinasdegas.com/emisiones/ciclos-con-inyeccion-de-agua-o-de-vapor>.

Documentación titulación, Grado en Ingeniería Marina.

- Turbinas de vapor y gas I y II. Profesores: Antonio Vega Omaña y Sergio García Gómez.



**AVISO:**

Este documento es el resultado del Trabajo Fin de Grado de un alumno, siendo su autor responsable de su contenido.

Se trata por tanto de un trabajo académico que puede contener errores detectados por el tribunal y que pueden no haber sido corregidos por el autor en la presente edición.

Debido a dicha orientación académica no debe hacerse un uso profesional de su contenido.

Este tipo de trabajos, junto con su defensa, pueden haber obtenido una nota que oscila entre 5 y 10 puntos, por lo que la calidad y el número de errores que puedan contener difieren en gran medida entre unos trabajos y otros.

La Universidad de Cantabria, la Escuela Técnica Superior de Náutica, los miembros del Tribunal de Trabajos Fin de Grado, así como el profesor tutor/director no son responsables del contenido último de este Trabajo.”